

Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 12

Plantas eólicas

Plantas eólicas

Índice

Introducción 4

1 Generalidades sobre plantas eólicas 5

1.1 Física y naturaleza del viento 5

1.2 El viento como fuente de energía 6

1.3 Principio de funcionamiento de un aerogenerador 10

1.4 Tipos de aerogeneradores 11

1.4.1 Aerogeneradores de eje vertical - tipo Savonius 11

1.4.2 Aerogeneradores de eje vertical - tipo Darrieus 12

1.4.3 Aerogeneradores de eje horizontal 13

1.5 Características de los aerogeneradores .. 14

1.6 Tipología de las plantas eólicas 16

1.6.1 Instalaciones conectadas a la red de distribución 16

1.6.2 Instalaciones no conectadas a la red de distribución 17

1.7 Costes de la energía eólica 18

1.8 Expansión de la energía eólica en el mundo y en la Unión Europea 19

1.9 Perspectivas y tecnologías futuras 21

2 Componentes principales de un aerogenerador 22

2.1 Rotor 23

2.1.1 Palas 23

2.1.2 Buje 24

2.2 Multiplicador 24

2.3 Frenos 25

2.4 Generador eléctrico 25

2.4.1 Generador asíncrono 25

2.4.2 Generador síncrono 26

2.5 Transformador 26

2.6 Sistema de orientación 26

2.7 Torre 27

2.8 Sistemas de control y de protección/ seccionamiento 27

2.9 Sistemas auxiliares 27

3 Teoría de aerogeneradores 28

3.1 Potencia de la vena fluida 28

3.2 Teoría unidimensional y ley de Betz ... 29

3.2.1 Coeficiente de potencia C_p 31

3.2.2 Coeficiente de empuje C_e 34

3.3 Análisis aerodinámico de la pala 34

3.3.1 Fuerzas de sustentación y de resistencia 35

3.3.2 Velocidad específica (TSR) 36

4 Productividad energética .. 38

4.1 Distribución de Weibull 38

4.2 Influencia de la altura sobre el suelo .. 39

4.3 Estimación de la productividad energética .. 41

5 Sistemas de regulación 42

5.1 Modelo mecánico de un aerogenerador .. 42

5.2 Control del par aerodinámico 42

5.3 Estrategias de control 43

5.4 Aerogeneradores de velocidad de rotación fija 44

5.4.1 Regulación pasiva de la pérdida aerodinámica 44

5.4.2 Regulación pasiva de la pérdida aerodinámica a dos velocidades 45

5.4.3 Regulación del ángulo de paso 45

5.5 Aerogeneradores de velocidad de rotación variable 45

5.5.1 Regulación pasiva de la pérdida aerodinámica 45

5.5.2 Regulación del ángulo de paso 46

5.5.3 Aerogeneradores de velocidad variable limitada 47

6 Sistemas de generación 48

6.1 Aerogeneradores de velocidad fija 48

6.2 Aerogeneradores de velocidad variable .. 49

6.2.1 Generador asíncrono con resistencia variable 49

6.2.2 Configuración doblemente alimentado 50

6.2.3 Generador asíncrono y convertidor 51

6.2.4 Generador síncrono y convertidor 51

Plantas eólicas

Índice

7 Protección contra sobreintensidades y defectos a tierra

7.1 Generalidades	54
7.2 Protección contra sobreintensidades	54
7.2.1 Velocidad fija – Generador asíncrono	54
7.2.2 Velocidad variable – Doblemente alimentado	56
7.2.3 Velocidad variable – Convertidor total	58
7.3 Protección contra defectos a tierra	63
7.3.1 Componente del generador	63
7.3.2 Componente de la red	65

8 Protección contra sobretensiones

8.1 Generalidades	66
8.2 Protección de las palas	67
8.3 Protección del buje/cubierta	67
8.4 Protección de los soportes y de los sistemas hidráulicos y de refrigeración	67
8.5 Electrodo de puesta a tierra	68
8.6 Aplicación del concepto de LPZ	68
8.7 Utilización de los SPD	71
8.7.1 Velocidad fija – Generador asíncrono	73
8.7.2 Velocidad variable – Doblemente alimentado	74
8.7.3 Velocidad variable – Convertidor total	74

9 La energía eólica en las redes eléctricas

9.1 Centrales eólicas	76
9.2 Efectos de los aerogeneradores sobre la red	77
9.2.1 Variación de la frecuencia	78
9.2.2 Variación de la tensión	78
9.3 Calidad de la potencia	79
9.3.1 Potencia máxima permitida	79
9.3.2 Potencia máxima medida	79
9.3.3 Potencia reactiva	79
9.3.4 Coeficiente de parpadeo	80
9.3.5 Factor de parpadeo por pasos	80
9.3.6 Factor de variación de la tensión	81

9.3.7 Maniobras	81
9.3.8 Armónicos	81
9.3.9 Control de la frecuencia	81

9.4 Efectos a corto y largo plazo

9.4.1 Efectos a corto plazo	82
9.4.2 Efectos a largo plazo	83

9.5 Requisitos dinámicos de los aerogeneradores

	83
--	----

10 Oferta ABB para aplicaciones eólicas

10.1 Transmisión eléctrica – Velocidad fija – Circuito de potencia	85
10.1.1 Interruptores automáticos	85
10.1.2 Contactores	86
10.1.3 Soluciones para reducir la corriente de arranque	87
10.1.4 Protectores contra sobretensiones	88
10.1.5 Maniobra y protección de condensadores	89
10.2 Transmisión eléctrica – Velocidad fija – Circuito auxiliar principal	90
10.2.1 Interruptores automáticos	90
10.3 Transmisión eléctrica – Doblemente alimentado – Circuito de potencia	91
10.3.1 Interruptores automáticos	91
10.3.2 Contactores	92
10.3.3 Protectores contra sobretensiones	94
10.4 Transmisión eléctrica – Doblemente alimentado – Circuito auxiliar principal	95
10.4.1 Interruptores automáticos	95
10.5 Transmisión eléctrica – Doblemente alimentado – Generadores asíncronos	96
10.6 Transmisión eléctrica – Doblemente alimentado – Convertidores	96
10.7 Transmisión eléctrica – Convertidor total – Circuito de potencia	97
10.7.1 Interruptores automáticos	97
10.7.2 Contactores	99
10.7.3 Protectores contra sobretensiones	100
10.8 Transmisión eléctrica – Convertidor total – Circuito auxiliar principal	101
10.8.1 Interruptores automáticos	101

10.9	Transmisión eléctrica – Convertidor total – Generadores	102
10.9.1	Generadores de imanes permanentes.....	102
10.9.1.1	Generadores de alta velocidad..	102
10.9.1.2	Generadores de media velocidad..	102
10.9.1.3	Generadores de baja velocidad .	102
10.10	Transmisión eléctrica – Convertidor total – Convertidores	103
10.10.1	Convertidores de baja tensión	103
10.10.2	Convertidores de media tensión...	103
10.11	Sistema de control del ángulo de paso	104
10.11.1	Interruptores automáticos en caja moldeada.....	104
10.11.2	Limitadores de cortocircuito.....	104
10.11.3	Guardamotors manuales.....	105
10.11.4	Contactores	105
10.11.5	Relés de sobrecarga para protección de motores	105
10.11.6	Sistema Smisline	106
10.11.7	Interruptores automáticos modulares	106
10.11.8	Protectores contra sobretensiones .	106
10.11.9	Productos y relés electrónicos	107
10.11.10	Fusibles y portafusibles.....	107
10.11.11	Tomas modulares.....	107
10.11.12	Motores.....	107
10.12	Sistema de control de orientación..	108
10.13	Control principal del aerogenerador ..	108
10.13.1	Controlador	108
10.13.2	Productos auxiliares.....	109
10.13.3	Protecciones contra sobreintensidades.....	109
10.13.4	Protecciones contra sobretensiones.....	109
10.13.5	Fusibles y portafusibles.....	109
10.13.6	Tomas modulares.....	109
10.14	Sistemas hidráulicos y de refrigeración.....	110
10.15	Sistema de detección de arco eléctrico	110
10.16	Controladores de aislamiento	111
10.17	Conexión a la red.....	111
10.17.1	Transformadores BT/MT	111
10.17.2	Cuadros eléctricos	111
10.17.3	Relés de interfaz CM-UFS.....	112
10.17.4	Interruptores automáticos modulares.	112
10.17.5	Contadores de energía Delta Max..	112
10.18	Circuitos auxiliares	113
10.18.1	Interruptores automáticos modulares S 500 HV.....	113
10.18.2	Interruptores diferenciales.....	113
10.18.3	Control de la temperatura.....	114
10.18.4	Sistemas de seguridad	114
Anexo A: Turbinas de resistencia frente a turbinas de sustentación.....		115

Introducción

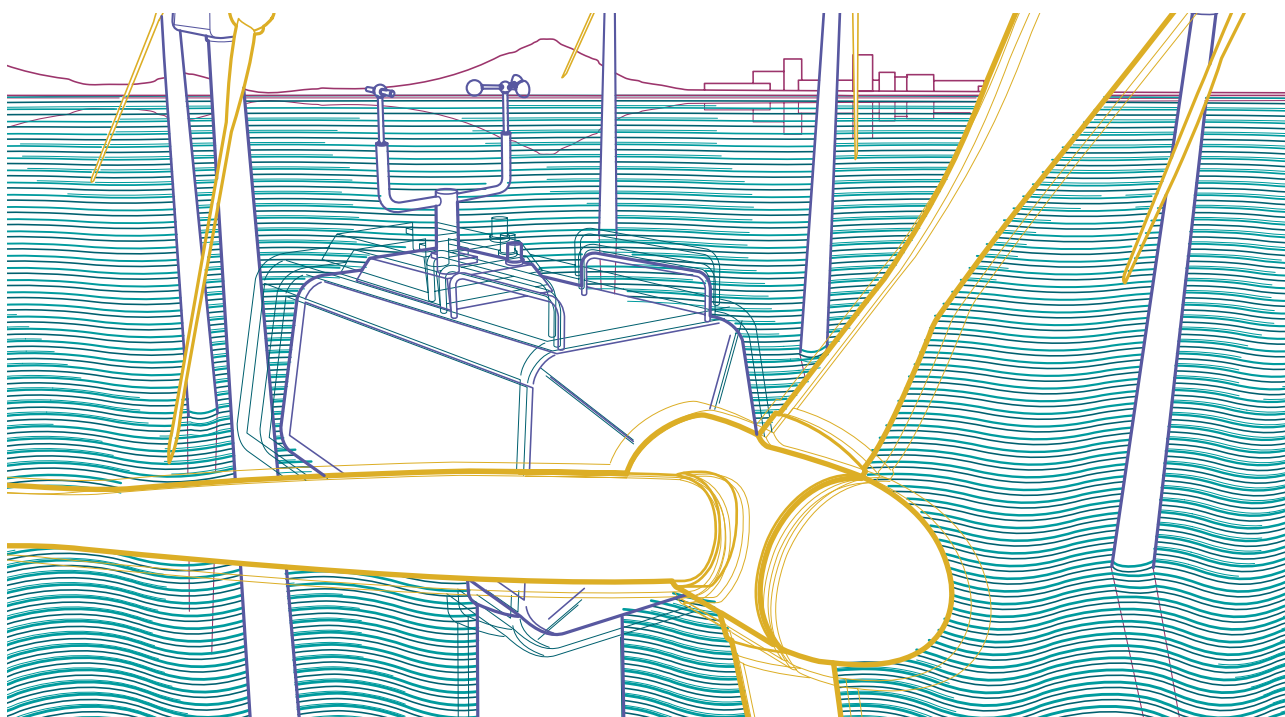
La energía eólica ha sido utilizada tradicionalmente como fuerza motriz de los buques de vela y para impulsar los molinos de viento. El uso de este tipo de energía fue cayendo en desuso con la difusión de la electricidad y con la amplia disponibilidad y el bajo coste de los motores alimentados con combustibles fósiles.

No obstante, la atención prestada recientemente al cambio climático, la necesidad de incrementar la cuota de energía limpia y el temor ante una menor disponibilidad del petróleo en el futuro han renovado el interés en la producción de energía de fuentes renovables y, por tanto, también de la eólica. Este tipo de energía, a diferencia de otras energías renovables, exige inversiones menores y utiliza un recurso natural disponible habitualmente en todas partes y especialmente aprovechable en las zonas templadas, donde se encuentran la mayoría de las naciones desarrolladas industrialmente.

Durante la última década del siglo XX se construyeron y probaron diferentes modelos de aerogeneradores: con rotor de eje vertical y horizontal, con número variable de palas, con el de rotor situado a barlovento o a sotavento de la torre, etc. Una turbina de eje horizontal con rotor de tres palas a barlovento ha demostrado ser la tipología en general más adecuada y, en consecuencia, ha tenido un notable desarrollo caracterizado tanto por un rápido aumento de sus dimensiones y potencia como por una amplia difusión.

Este Cuaderno Técnico pretende definir los conceptos básicos que caracterizan la aplicación y analizar la problemática que surge al diseñar una instalación eólica. Partiendo de una panorámica general de las modalidades de explotación de la energía del viento mediante instalaciones eólicas, se describirán las características técnicas de un aerogenerador en su conjunto y los métodos de protección contra sobreintensidades, defectos a tierra y sobretensiones, todo ello con el fin de conducir a la elección adecuada de los dispositivos de protección y maniobra de los distintos componentes de la instalación.

En la primera parte, de contenidos más generales, se describen así los principios de funcionamiento de las instalaciones eólicas, sus tipos, los principales componentes, los métodos de instalación y las diferentes configuraciones. Además, se analiza la producción energética de una instalación y cómo puede variar en función de determinadas magnitudes. En la segunda parte, una vez vistas las técnicas de protección contra sobreintensidades, defectos a tierra y sobretensiones, se analizan los efectos de los aerogeneradores sobre la red eléctrica a la que se conectan. Por último, en la tercera parte se exponen las soluciones que ABB ofrece para aplicaciones eólicas. Para completar este Cuaderno Técnico se incluye un anexo donde se establece una comparativa entre las turbinas de resistencia y las de sustentación.



1 Generalidades sobre plantas eólicas

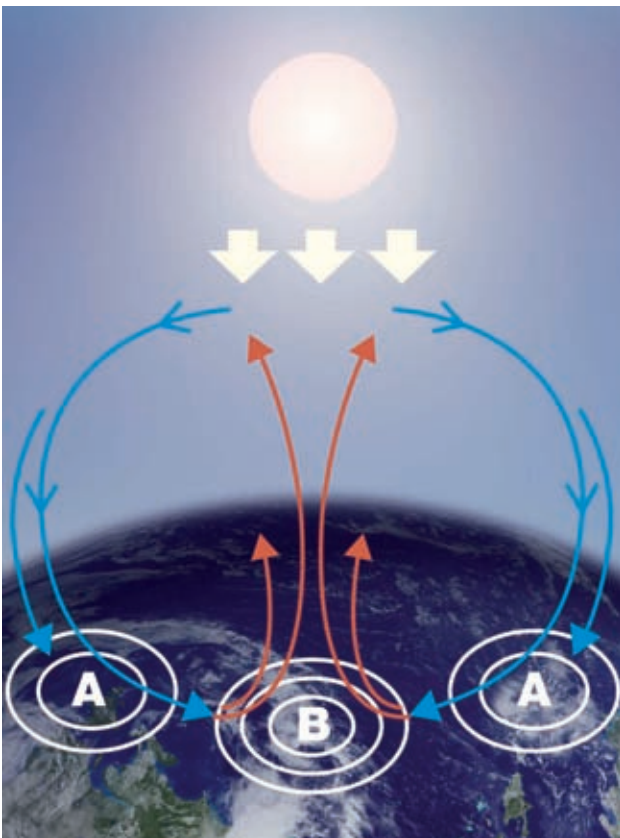
1.1 Física y naturaleza del viento

La Tierra devuelve constantemente a la atmósfera el calor que recibe del Sol, aunque no de modo uniforme. En las zonas donde menos calor se libera (zonas de aire frío), la presión de los gases atmosféricos aumenta, mientras que allí donde se libera más calor, el aire se calienta y la presión de los gases disminuye.

De esta forma se crea una macrocirculación como consecuencia de los movimientos convectivos: las masas de aire se calientan, su densidad disminuye y se elevan, haciendo que fluya aire más frío sobre la superficie terrestre.

Este movimiento de masas de aire frío y caliente genera las zonas de altas y bajas presiones presentes permanentemente en la atmósfera, a las que también afecta la rotación terrestre (figura 1.1).

Figura 1.1



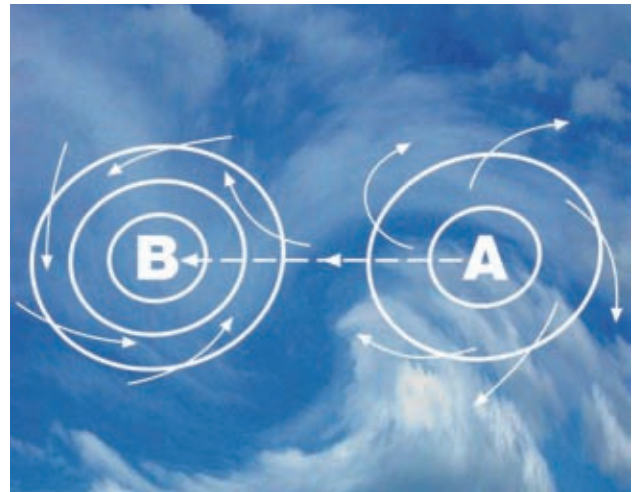
Dado que la atmósfera tiende a restablecer constantemente el equilibrio de presiones, el aire se mueve de las zonas de mayor presión a las de menor presión. De este modo, el viento puede definirse como el desplazamiento más o menos rápido de una masa de aire entre zonas de diferente presión.

Cuanto mayor sea la diferencia de presión, mayor será la velocidad de desplazamiento del aire y más fuerte será el viento.

En realidad, el viento no sopla en la dirección que une el centro de las altas presiones con el de las bajas presiones, sino que en el hemisferio norte se desvía a la derecha¹, circulando alrededor de los centros de altas presiones en sentido horario y en torno a los de bajas presiones en el sentido contrario.

En la práctica, dando la espalda al viento se tiene la zona de bajas presiones "B" a la izquierda y la de altas presiones "A" a la derecha (figura 1.2), mientras que en el hemisferio sur sucede lo opuesto.

Figura 1.2



A gran escala se puede observar en las diferentes latitudes una circulación de masas de aire que está influenciada cíclicamente por las estaciones; a una escala menor, se produce un calentamiento distinto entre la tierra y las masas de agua, generando las brisas térmicas de tierra y de mar.

El relieve y las irregularidades de la superficie terrestre o marina tienen un impacto significativo en el viento y sus características locales; de hecho, el viento sopla con más intensidad sobre superficies grandes y llanas como el mar, y de ahí el principal interés por las instalaciones eólicas *onshore* y *offshore*.

Además, el viento toma fuerza en las cumbres de las montañas o en los valles paralelos a la dirección del viento dominante, mientras que se frena sobre superficies irregulares, tales como ciudades o bosques, y su velocidad en relación a la altura sobre el suelo varía según las condiciones de estabilidad atmosférica.

¹ La desviación es debida a la rotación terrestre y la consiguiente fuerza aparente de Coriolis. En efecto, salvo en la franja ecuatorial, en cualquier otro punto del globo un cuerpo en movimiento sufre el efecto de la rotación tanto más cuanto más cerca está de los polos; de esta forma, el aire que se mueve hacia el norte en el hemisferio boreal sufre un giro hacia el noreste, mientras que si se mueve hacia el sur sufre un giro hacia sudoeste.

1.2 El viento como fuente de energía

Para aprovechar la energía eólica, es muy importante tener en cuenta las grandes variaciones de velocidad entre diferentes zonas: lugares que apenas distan unos kilómetros entre sí pueden estar sujetos a condiciones de viento muy dispares y suscitar un interés muy distinto a la hora de instalar un aerogenerador.

La fuerza del viento cambia en cuestión de días, horas o minutos, en función de las condiciones meteorológicas. Además, la dirección y la intensidad del viento fluctúan rápidamente en torno al valor medio: se trata de las *turbulencias*², que son una característica importante del viento, ya que determinan las fluctuaciones de la fuerza ejercida sobre las palas de las turbinas, aumentando así su desgaste y reduciendo su vida media. En tierra, el nivel de turbulencias puede variar entre el 15% y el 20%, mientras que en mar abierto este valor puede estar comprendido entre el 10% y el 14%.

La variabilidad y la aleatoriedad del viento representan las principales desventajas de la electricidad procedente de una fuente eólica. Siempre y cuando la cantidad de potencia generada por la instalación eólica sea relativamente pequeña en cuanto a las "dimensiones" de la red eléctrica a la que está conectada, la variabilidad

de la producción eólica no desestabilizará esta red y los generadores convencionales pueden considerarla como una variación de la demanda.

Algunos países ya están apostando por instalaciones eólicas de grandes dimensiones, especialmente grupos de turbinas en alta mar.

Estos parques eólicos tendrán una potencia de varios centenares de MW, comparable a la de las instalaciones convencionales, por lo que deberán prever su producción energética con 24 horas de antelación; ello se debe a que el gestor energético debe conocer con anticipación la oferta previsible de los distintos productores con relación a la demanda de los consumidores.

Cuando se considera una ubicación para la instalación de un aerogenerador, es fundamental cuantificar el valor real del recurso eólico.

Lo normal en este sentido es instalar una torre anemométrica en el lugar durante varios meses, con el fin de monitorizar la velocidad y dirección del viento y los niveles de turbulencia a distintas alturas. Los datos registrados permitirán el cálculo tanto de la producción futura de energía como de la viabilidad económica del proyecto.

² La intensidad de la turbulencia se define, para cualquier intervalo de tiempo, como la relación entre la desviación estándar de la velocidad del viento y la velocidad media del viento. Habitualmente se toman 10 min como intervalo de tiempo estándar.

Figura 1.3 - Mapa eólico mundial: velocidad media del viento en m/s a 10 m de altura

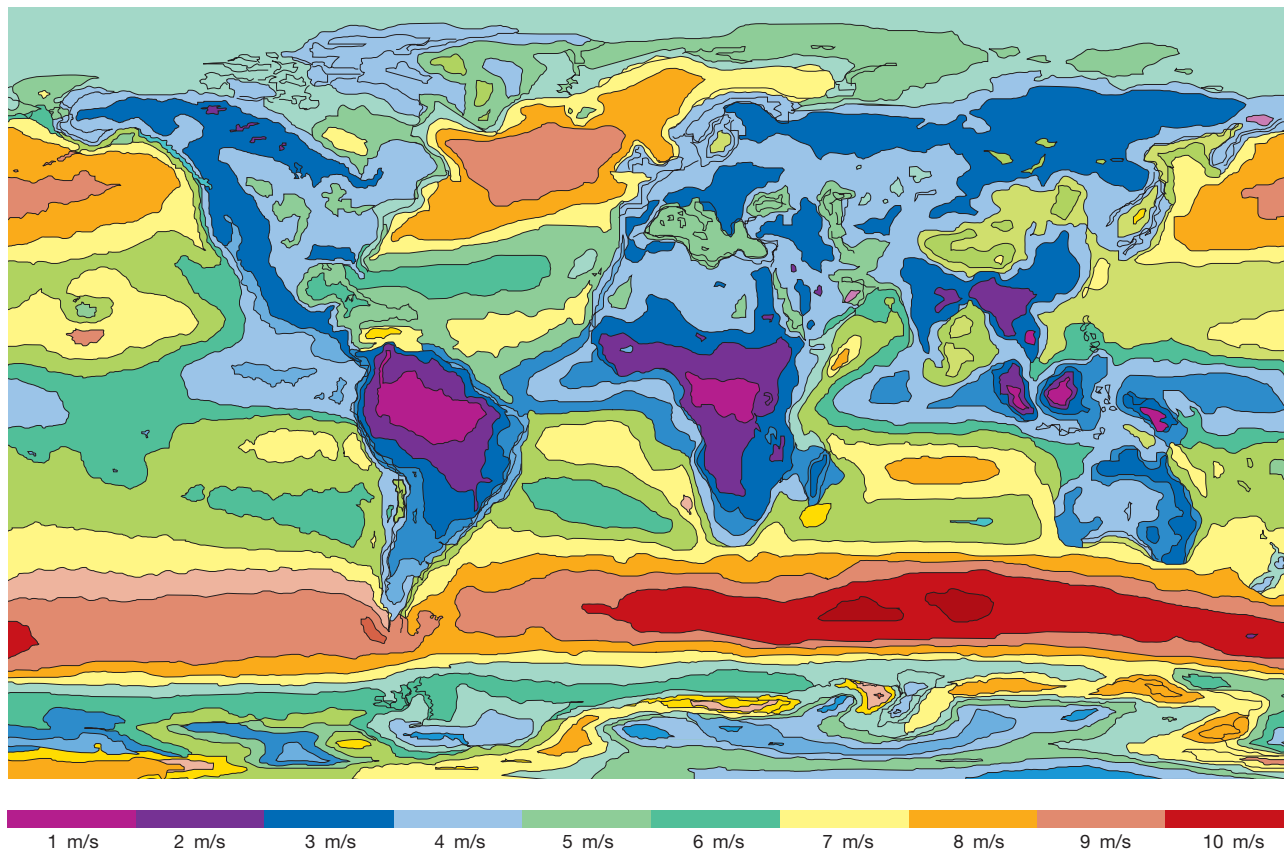
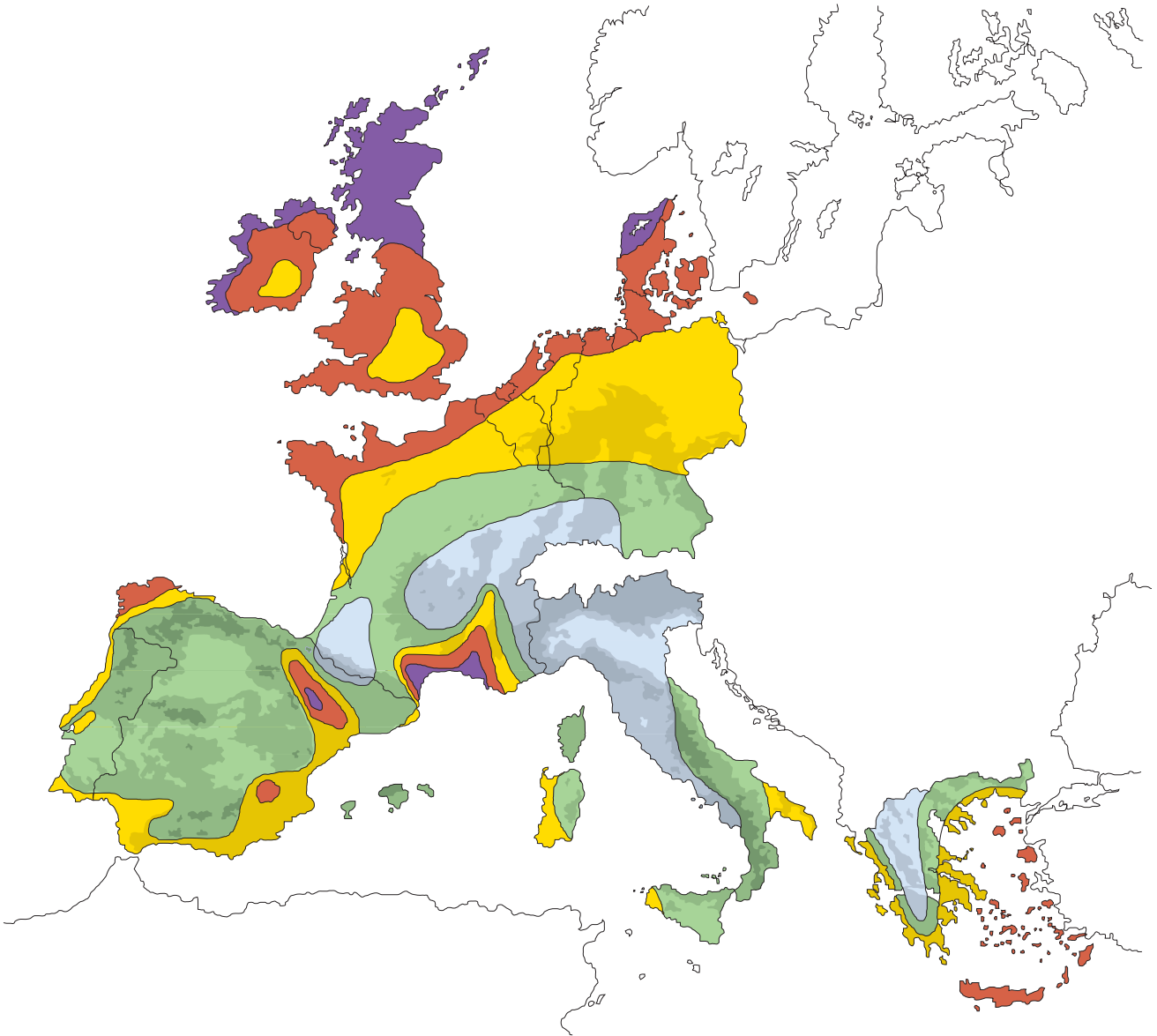


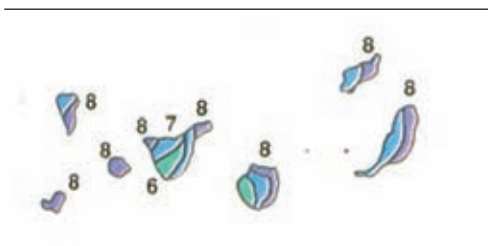
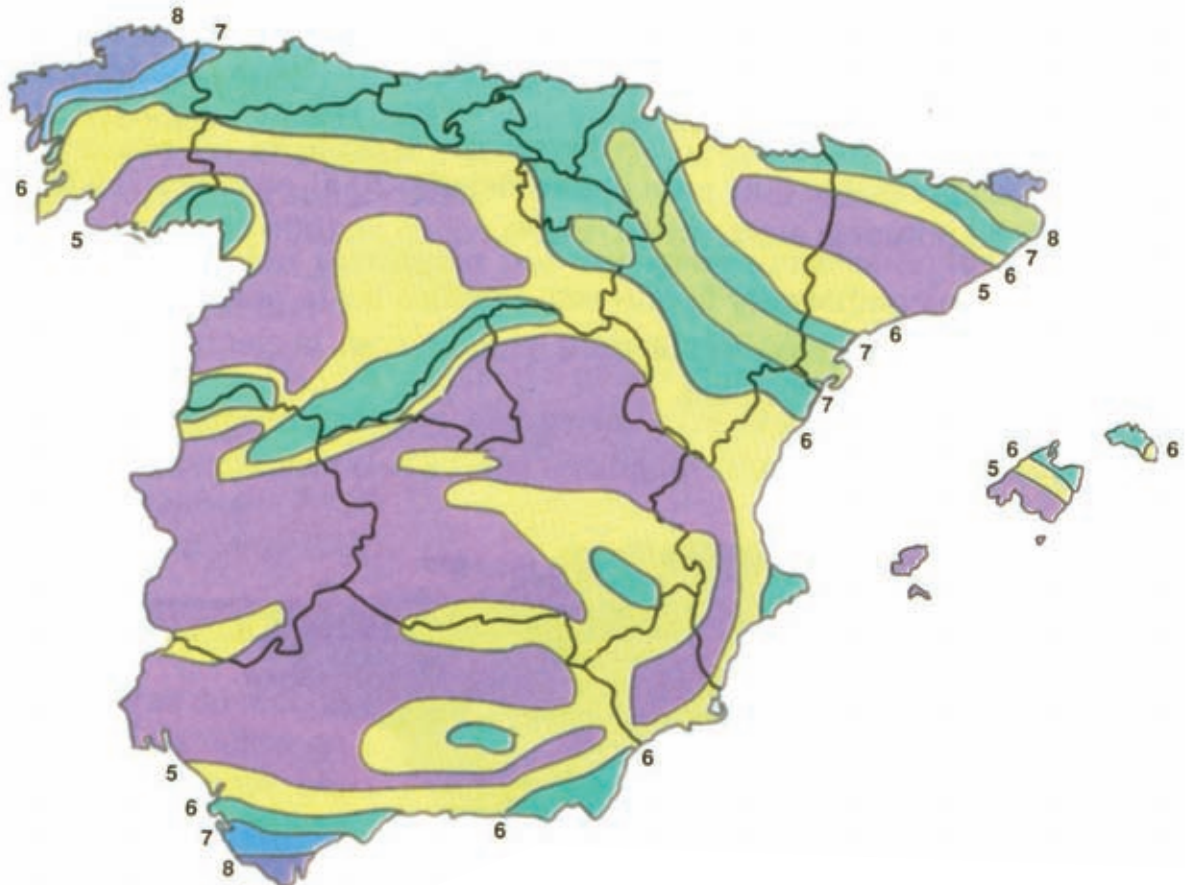
Figura 1.4 - Mapa eólico de la Unión Europea








Recurso eólico a 50 metros por encima del nivel del terreno para cinco condiciones topográficas distintas

	Terreno resguardado		Llanuras		Zonas costeras		Alta mar		Colinas y crestas	
	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²
	> 6.0	> 250	> 7.5	> 500	> 8.5	> 700	> 9.0	> 800	> 11.5	> 1800
	5.6-6.0	150-250	6.5-7.5	300-500	7.0-8.5	400-700	8.0-9.0	600-800	10.0-11.5	1200-1800
	4.5-5.0	100-150	5.5-6.5	200-300	6.0-7.0	250-400	7.0-8.0	400-600	8.5-10.0	700-1200
	3.5-4.5	50-100	4.5-5.5	100-200	5.0-6.0	150-250	5.5-7.0	200-400	7.0-8.5	400-700
	< 3.5	< 50	< 4.5	< 100	< 5.0	< 150	< 5.5	< 200	< 7.0	< 400

Figura 1.5 - Mapa eólico de España



ZONAS DE ENERGÍA EÓLICA

-  ZONA A = $v > 8\text{m/s.}$ más de 3.000 h/año.
-  ZONA B = $7 < v < 8\text{m/s.}$ entre 2.250 y 3.000 h/año.
-  ZONA C = $6 < v < 7\text{m/s.}$ entre 1.750 a 2.250 h/año.
-  ZONA D = $5 < v < 6\text{m/s.}$ entre 1.250 y 1.750 h/año.
-  ZONA E = $v < 5\text{m/s.}$ menos de 1.250 h/año.

El impacto medioambiental siempre ha sido un gran freno para estas instalaciones. En la mayoría de ocasiones, los lugares más ventosos resultan ser las cimas y las pendientes de los relieves montañosos, donde las instalaciones eólicas son visibles a grandes distancias, produciendo un impacto paisajístico no siempre tolerable.

Existen soluciones constructivas para mitigar este impacto visual provocado por las turbinas eólicas, como el uso de colores neutros que favorecen la integración en el paisaje.

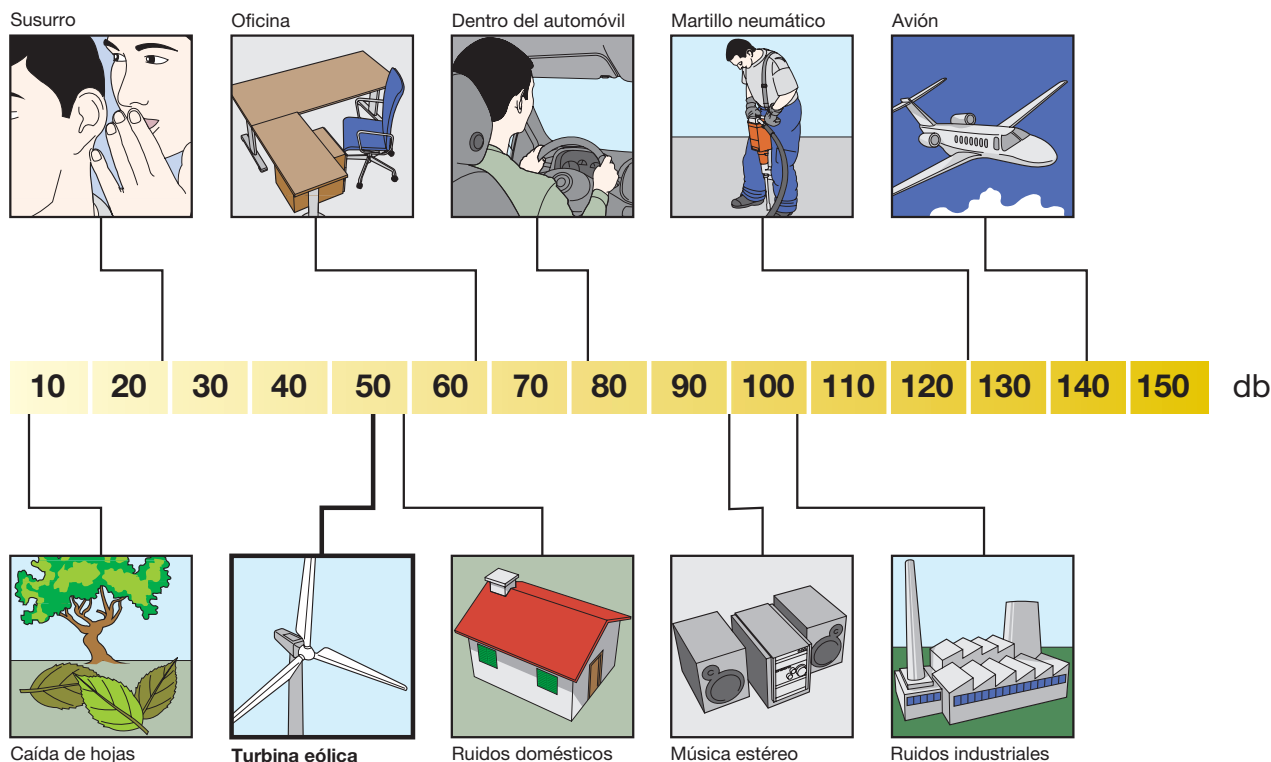
Dado que el terreno real que ocupan los aerogeneradores es una mínima parte de la extensión del parque eólico (el resto responde a las exigencias de distancia entre turbinas para evitar interferencias aerodinámicas), es posible seguir utilizando el territorio para otros fines, tales como la agricultura o el pastoreo.

Otro punto a tener en cuenta es el ruido producido por los aerogeneradores, no solo por sus componentes electromecánicos sino sobre todo por los fenó-

menos aerodinámicos que tienen lugar con la rotación de las palas y que dependen de las características de estas y de su velocidad periférica.

El problema del ruido no es tan relevante si se toman en consideración dos factores: el primero es que el ruido percibido en las proximidades de los aerogeneradores a veces se atribuye exclusivamente a estos, pero en realidad, en zonas ventosas y a unos cientos de metros de distancia de los propios generadores, el ruido de fondo causado por el viento es comparable al que producen las turbinas; el segundo es que cerca de los aerogeneradores, el ruido que se percibe es de una intensidad próxima al que se experimenta cotidianamente en situaciones ordinarias, por lo que los operadores que trabajan dentro de la zona de la instalación eólica estarán sometidos a un nivel de contaminación acústica aceptable (figura 1.6). En cualquier caso, a una distancia de entre unos 400 y 500 m de la turbina, los efectos sonoros son prácticamente despreciables.

Figura 1.6 - Tabla de decibelios



Asimismo, las autoridades encargadas del tráfico aéreo en algunos países han expresado recientemente sus dudas acerca de la instalación de nuevas plantas eólicas, ya que estas podrían interferir con los radares, que no pueden eliminar fácilmente los ecos de las torres eólicas a causa de su elevada RCS (sección de radar)³. Siguiendo en el campo de las interferencias electromagnéticas, las palas eólicas (especialmente si están hechas de materiales metálicos o reflectantes o si contienen estructuras metálicas en su interior) y los soportes pueden interferir con los campos electromagnéticos de las telecomunicaciones. Sin embargo, estas interferencias pueden evitarse en gran medida mediante el uso de materiales no metálicos en la construcción de los aerogeneradores. En lo referente a los efectos que la instalación y funcionamiento de un aerogenerador tiene sobre la flora circundante, a partir de las experiencias de países con una elevada implantación eólica puede decirse que no se producen efectos cuantificables. En cuanto a la fauna, debido al riesgo de colisión con las palas, son los pájaros y los murciélagos los que más riesgo tienen de sufrir los efectos de la presencia de aerogeneradores. Sin embargo, datos relacionados con parques eólicos de Estados Unidos y España ponen de manifiesto unos daños moderados a los pájaros (de 1 a 6 colisiones por MW instalado). Por otra parte, un estudio realizado en España sobre un millar de aerogeneradores ha puesto de relieve una especie de "evolución adaptativa" de los pájaros a las condiciones del entorno, con una disminución de los ejemplares heridos.

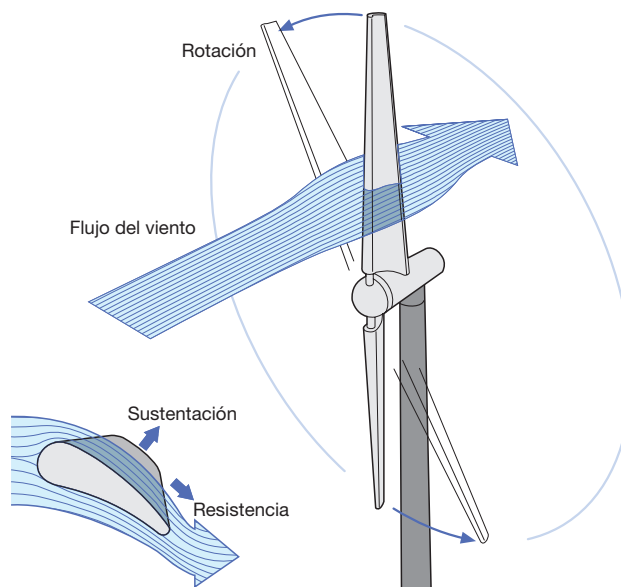
1.3 Principio de funcionamiento de un aerogenerador

Un *aerogenerador* o *turbina eólica* transforma la energía cinética del viento en energía eléctrica sin usar combustible, pasando por el estadio intermedio de conversión a energía mecánica de rotación a través de las palas.

Los aerogeneradores pueden ser de "sustentación" o de "resistencia" en función de cuál de las fuerzas generadas por el viento se use como "fuerza motriz". Para entender el principio de funcionamiento de un aerogenerador nos referiremos a las turbinas de uso más extendido en la actualidad, es decir, las de "sustentación"; en ellas, a diferencia de las de "resistencia", el viento circula por ambas caras de la pala, las cua-

les tienen perfiles geométricos distintos, creando de esta forma un área de depresión en la cara superior respecto a la presión en la cara inferior⁴. Esta diferencia de presiones produce una fuerza llamada *sustentación aerodinámica* (figura 1.7) sobre la superficie de la pala, de forma parecida a lo que sucede en las alas de los aviones.

Figura 1.7



La sustentación en las alas de un avión es capaz de levantarlo del suelo y mantenerlo volando, mientras que en un aerogenerador, dado que las palas son solidarias con el terreno, provoca su rotación alrededor del eje del buje.

Al mismo tiempo se genera una *fuerza de resistencia* que se opone al movimiento y es perpendicular a la sustentación. En los aerogeneradores diseñados correctamente, la relación sustentación/resistencia es grande dentro del rango normal de operación.

Un aerogenerador necesita una velocidad del viento mínima (velocidad de acoplamiento o *cut-in*) de 3 - 5 m/s y entrega la potencia nominal a una velocidad de 12 - 14 m/s. Por razones de seguridad, a velocidades elevadas por lo general superiores a 25 m/s (velocidad de desconexión o *cut-off*), el sistema de frenado para la turbina. El bloqueo puede efectuarse por medio de frenos mecánicos que detienen el rotor o, en el caso de palas de inclinación variable, "escondiéndolas" del viento al ponerlas en la posición conocida como "bandera"⁵.

³ La sección radar (RCS) representa en qué medida es detectable un objeto con un radar, ya que cuando las ondas de radar se transmiten a un blanco, únicamente cierta cantidad de ellas es reflejada de vuelta.

Existen diferentes factores que determinan la cantidad de energía electromagnética que vuelve a la fuente, como los ángulos creados por la intersección de planos. Por ejemplo, un avión "furtivo" (diseñado para ser indetectable) tendrá características de diseño que se traduzcan en una RCS baja, en oposición a un avión comercial que tendrá una RCS elevada.

⁴ El perfil de ala de la pala eólica produce una velocidad distinta de la vena fluida que se desliza sobre la superficie superior respecto a la de la vena fluida que se desliza por la superficie inferior. Esta diferencia de velocidades es el origen de la diferencia de presiones.

⁵ Posición en la cual la cuerda del perfil de la pala es paralela al eje del rotor y el borde de ataque mira al viento. En esta posición la carga aerodinámica sobre las palas se reduce al mínimo.

Las principales ventajas de las instalaciones eólicas son, en resumen:

- generación distribuida;
- conversión eficiente de la energía eólica en energía eléctrica (rendimiento teórico del 59%);
- ausencia de emisiones contaminantes;
- ahorro de combustibles fósiles;
- reducción de los costes de servicio (no hay costes de abastecimiento de combustible) y de mantenimiento;
- fácil desmantelamiento de los aerogeneradores al final de su vida útil (20/25 años);
- la capacidad de generación de los aerogeneradores va desde los pocos centenares de W hasta algunos MW, ajustándose a las exigencias tanto de las viviendas aisladas como de las aplicaciones industriales o de la inyección en la red (a través de parques eólicos).

1.4 Tipos de aerogeneradores

En función de la tecnología de construcción, los aerogeneradores pueden dividirse en dos grandes familias:

- *aerogeneradores de eje vertical* – VAWT (Vertical Axis Wind Turbine);
- *aerogeneradores de eje horizontal* – HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine).

A su vez los aerogeneradores VAWT, que representan el 1% del total, se subdividen en:

- *aerogeneradores del tipo Savonius*;
- *aerogeneradores del tipo Darrieus*;
- *aerogeneradores híbridos Darrieus-Savonius*.

Los aerogeneradores HAWT, que representan el 99% del total, se subdividen en:

- *aerogeneradores a barlovento (upwind)*;
- *aerogeneradores a sotavento (downwind)*.

De entre los aerogeneradores de eje horizontal, un 99% son de tres palas, mientras que un 1% son de dos palas.

1.4.1 Aerogeneradores de eje vertical - tipo Savonius

Es el modelo más simple de aerogenerador y consta de dos (o cuatro) chapas verticales, sin perfil de ala y curvadas en forma de semicilindro (figura 1.8).

También se denomina "*aerogenerador de resistencia*" ya que el par motor sobre el eje está generado por la diferencia de resistencia (fricción) que las superficies verticales dispuestas simétricamente respecto al eje ofrecen al viento.

Figura 1.8 - Aerogenerador tipo Savonius



Las principales características del aerogenerador Savonius son:

- aerogenerador "lento"⁶;
- poca eficiencia;
- utilizable con vientos de poca intensidad y en un rango limitado;
- necesidad de un control de velocidad adecuado para mantener la eficiencia dentro de unos valores aceptables;
- imposibilidad de reducir la superficie aerodinámica en caso de velocidad superior a la nominal debido a sus palas fijas;
- necesidad de un dispositivo mecánico para el paro del aerogenerador;
- necesidad de una estructura robusta que resista los vientos extremos (debido a la elevada superficie expuesta de las palas);
- válido solo para aplicaciones de poca potencia;
- poco ruidoso.

⁶ La distinción entre aerogeneradores "lentos" y "rápidos" viene dada por la velocidad tangencial en el extremo de las palas.

1.4.2 Aerogeneradores de eje vertical - tipo Darrieus

Son aerogeneradores de eje vertical y de "sustentación", ya que las superficies expuestas al viento presentan un perfil de ala capaz de generar una distribución de la presión a lo largo de la pala y, por tanto, un par en el eje de rotación (figura 1.9).

Figura 1.9 - Aerogenerador tipo Darrieus



Con relación a los aerogeneradores de "resistencia" Savonius, los de tipo Darrieus (y todos los aerogeneradores de "sustentación") proporcionan una mayor eficiencia al tener menos pérdidas por fricción.

No obstante, un aerogenerador Darrieus es incapaz de arrancar por sí solo dado que, independientemente de la velocidad del viento, el par de arranque es nulo: como consecuencia, este aerogenerador necesita un dispositivo auxiliar. En el aerogenerador híbrido Darrieus-Savonius, el par de arranque lo aporta el aerogenerador coaxial Savonius situado en el interior del aerogenerador Darrieus (figura 1.10).

Figura 1.10 - Aerogenerador híbrido Darrieus-Savonius



Las principales características del aerogenerador Darrieus son:

- aerogenerador "rápido";
- eficiencia menor que los aerogeneradores de eje horizontal, debido también a que una gran parte de la superficie de las palas gira en las proximidades del eje a poca velocidad;
- adaptación a los cambios de dirección del viento;
- eficiente para vientos con una notable componente vertical de la velocidad (emplazamientos con pendientes o instalaciones en el tejado de edificios, "efecto esquina");
- utilizable con vientos de poca intensidad y en un rango limitado;
- necesidad de un control de velocidad adecuado para mantener la eficiencia dentro de unos valores aceptables;
- imposibilidad de reducir la superficie aerodinámica en caso de velocidad superior a la nominal debido a sus palas fijas;
- necesidad de un dispositivo mecánico para el paro del aerogenerador;
- necesidad de una estructura no especialmente robusta para resistir los vientos extremos (debido a la poca superficie de las palas expuesta al viento en comparación con el aerogenerador Savonius);
- utilizable para aplicaciones de gran potencia⁷;
- poco ruidoso y con vibraciones que se limitan a la cimentación (apto por tanto para instalaciones sobre edificios);
- capaz de funcionar incluso con vientos turbulentos;
- el multiplicador y el generador eléctrico pueden ubicarse al nivel del suelo;
- elevadas fluctuaciones del par mecánico motor.

⁷ El mayor aerogenerador de eje vertical está instalado en Canadá y tiene una potencia de 4,2 MW.

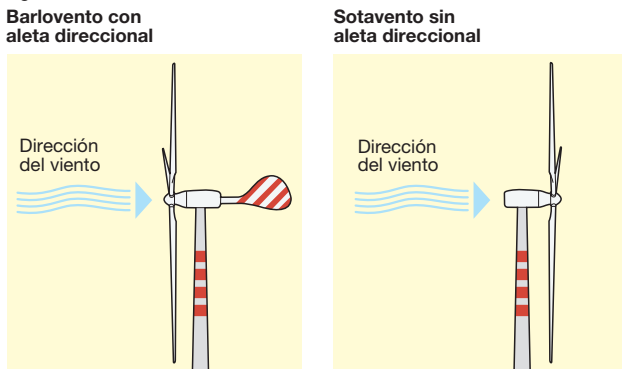
1.4.3 Aerogeneradores de eje horizontal

Los aerogeneradores de eje horizontal a barlovento, llamados así porque el viento encuentra antes el rotor que la torre, tienen una mayor eficiencia que los aerogeneradores a sotavento, ya que no presentan interferencias aerodinámicas con la torre.

En cambio, tienen el inconveniente de no alinearse automáticamente con relación al viento, por lo que necesitan una aleta direccional o un sistema de orientación⁸.

Los aerogeneradores de eje horizontal a sotavento acusan los efectos negativos de la interacción torre-rotor, pero se alinean automáticamente y pueden utilizar un rotor flexible para resistir los vientos fuertes (figura 1.11).

Figura 1.11



El aerogenerador de eje horizontal de tres palas (figura 1.12) es el modelo más generalizado, aunque existen modelos de dos palas (figura 1.13), de una sola pala dotada de contrapeso (figura 1.14) que ya no se usan en la actualidad y multipala, usado sobre todo en microeólica (figura 1.15).

Figura 1.12 - Aerogeneradores de tres palas



⁸ Orientación libre mediante aletas de cola en aerogeneradores pequeños u orientación eléctrica activa siguiendo una señal de "veleta" en los aerogeneradores de potencia más elevada.

Figura 1.13 - Aerogenerador de dos palas



Figura 1.14 - Aerogeneradores de una sola pala provista de contrapeso



Figura 1.15 - Aerogenerador multipala



Dado que la velocidad de rotación disminuye al crecer el número de palas (mientras que el par aumenta), los rotores de 2 palas giran más rápidamente que los de 3 (40 rpm de media frente a 30 rpm de los tripala), de manera que el ruido aerodinámico es mayor.

Además, un rotor de dos palas está sometido a desequilibrios debidos a la variación del viento con la altura; a efectos giroscópicos, cuando la góndola se orienta tiene un momento de inercia inferior cuando las palas están en posición vertical que cuando están horizontales. Para solucionar este problema generalmente incorporan un buje basculante que les permite equilibrar el empuje asimétrico en el rotor.

En cualquier caso, el rotor de dos palas es más liviano, por lo que todas las estructuras de soporte pueden ser menos masivas, con la consiguiente reducción de costes. Además el impacto visual y el ruido son menos importantes en las instalaciones marinas u *offshore*, lo cual, junto al menor coste, hace que los aerogeneradores de dos palas sean más atractivos para estas aplicaciones.

En la tabla 1.1 se confrontan las principales características de los aerogeneradores de dos y de tres palas.

Tabla 1.1

2 PALAS	3 PALAS
Menor coste del rotor (menor peso)	Mayor compensación de las fuerzas aerodinámicas
Más ruidoso (velocidad periférica mayor)	Mayor estabilidad mecánica (fuerzas giroscópicas equilibradas)
Instalación más simple (ensamblaje en tierra de la torre)	Par motor más uniforme
Mayor complejidad de diseño (necesita un buje basculante)	Menor impacto visual

1.5 Características de los aerogeneradores

Atendiendo a la potencia de los aerogeneradores, las instalaciones eólicas pueden clasificarse de la siguiente manera:

- *microeólicas* para potencias inferiores a 20 kW y por instalaciones destinadas principalmente al suministro doméstico;
- *minieólicas* para potencias entre 20 y 200 kW con instalaciones principalmente destinadas a la producción y venta de electricidad;
- *eólicas* para potencias superiores a 200 kW y constituidas principalmente por parques eólicos para la inyección de la energía producida en la red.

El funcionamiento de un aerogenerador viene determinado por valores específicos de velocidad del viento, relacionados con diferentes fases:

- *Velocidad de arranque* - el rotor empieza a girar y el alternador genera una tensión, que aumenta con la velocidad del viento;

- *Velocidad de acoplamiento* (2 - 4 m/s) - cuando la tensión es lo suficientemente elevada para la aplicación específica, entonces se empieza a producir energía y se activa todo el circuito, el cual constituirá la carga del aerogenerador;
- *Velocidad nominal* (10 - 14 m/s) - es la velocidad a la cual se genera la potencia nominal;
- *Velocidad de desconexión* (20 - 25 m/s) - es la velocidad del viento por encima de la cual el rotor debe detenerse para evitar daños en la máquina; el sistema de control interviene mediante dispositivos adecuados, activos o pasivos.

Un aerogenerador debe poder soportar durante toda su vida útil la peor tormenta que pueda darse en el emplazamiento donde está instalado. Si el aerogenerador va a utilizarse durante 20 años, se considerará como ráfaga máxima la que se repite de media cada 50 años. La tabla 1.2 (IEC EN 61400-1) muestra las distintas clases de aerogeneradores en función de la velocidad V_{ref}^9 es la velocidad del viento de referencia medio durante 10 minutos¹⁰.

Tabla 1.2 - Parámetros de la velocidad del viento según las clases de aerogeneradores

Clase de aerogenerador	I	II	III	S
V_{ref} (m/s)	50	42.5	37.5	Valores especificados por el diseñador
A I_{ref} (-)	0.16			
B I_{ref} (-)	0.14			
C I_{ref} (-)	0.16			

Donde:

- V_{ref} es la velocidad media del viento de referencia durante 10 minutos
- A corresponde a la categoría con características de turbulencia superiores;
- B corresponde a la categoría con características de turbulencia medias;
- C corresponde a la categoría con características de turbulencia inferiores;
- I_{ref} es el valor previsto de intensidad de la turbulencia a 15 m/s.

El diseño del aerogenerador también deberá prever su funcionamiento a temperaturas ambiente que van de -10 °C a +40 °C en condiciones normales y de -20 °C a +50 °C en condiciones ambientales extremas (IEC EN 61400-1).

⁹ Un aerogenerador diseñado para una clase con una velocidad del viento de referencia V_{ref} se dimensiona para resistir climas en los que el valor extremo de la velocidad media del viento durante 10 min, a la altura del buje y con un período de repetición de 50 años, sea inferior o igual a V_{ref} .

¹⁰ La norma IEC EN 61400-1 define además otra clase de aerogenerador, la clase S, que deberá adoptarse cuando el diseñador o el cliente consideren condiciones especiales, sea del viento u otras condiciones externas, o cuando se requiera una clase de seguridad especial.

Las principales opciones en el diseño y construcción de un aerogenerador incluyen:

- el número de palas (habitualmente dos o tres);
- posición del rotor (barlovento o sotavento);
- material de construcción, método de construcción y tipo de perfil de las palas;
- diseño del buje: rígido, basculante o abisagrado;
- control de la potencia mecánica mediante control aerodinámico (control de la condición de pérdida aerodinámica) o mediante palas de ángulo de ataque variable (control del ángulo de paso);
- rotor de velocidad fija o variable;
- orientación libre o mediante control activo;
- generador síncrono o asíncrono (con rotor de jaula de ardilla o rotor bobinado – generador de inducción doblemente alimentado (DFIG));
- con multiplicador o conectado directamente al eje del generador.

Hasta hace poco, la potencia habitual de los aerogeneradores se situaba entre 600 y 850 kW, generalmente con rotores de 3 palas, con diámetros entre 40 y 55 m y una altura del buje respecto al suelo de unos 50 m.

En los últimos tiempos, en el norte de Europa se han empezado a instalar turbinas de tres palas con potencias de 1,5 a 3 MW, diámetros entre 70 y 90 m y una altura de buje de unos 100 m.

Los aerogeneradores pequeños incluyen turbinas de eje vertical con una potencia desde decenas de W hasta algunos kW, para aplicaciones aisladas de la red o conectadas a ella para suministro doméstico. En lo que respecta a los aerogeneradores de gran tamaño, ya existen turbinas de 5 o 6 MW con diámetros de rotor entre 120 y 130 m, de uso típico en aplicaciones *offshore*. La potencia máxima del mayor aerogenerador actualmente en el mercado es de 8 MW, pero ya se diseñan turbinas de 10 MW con diámetros de rotor de 160 m.

El interés por las instalaciones *offshore* se debe a que permiten aprovechar vientos de mayor intensidad al tiempo que tienen un menor impacto visual. Además, mientras la productividad anual de una instalación terrestre es del orden de 1500 - 2500 MWh/MW, la de una instalación marina es del orden de 3000 - 3500 MWh/MW¹¹.

Con las tecnologías disponibles para la instalación de aerogeneradores cimentados sobre el fondo marino pueden explotarse zonas *offshore* con profundidades de hasta 30 - 40 m.

Para profundidades mayores se recurre a los aerogeneradores flotantes (en fase experimental). A pesar de todo, los parques eólicos *offshore* suponen una inversión considerable en relación con las instalaciones *onshore* debido a los costes derivados de las cimentaciones submarinas y la instalación en el mar; la inversión es de 2800 - 3000 €/kW aproximadamente frente a los 1800 - 2000 €/kW de las instalaciones de gran tamaño en tierra. Aún más altos son los costes de inversión en las instalaciones de pequeño tamaño (minieólica), que pueden llegar a los 2500 - 4000 €/kW.

En promedio, el reparto de la inversión de una instalación eólica corresponde a un 70% para los aerogeneradores y un 30% para el resto de factores (cimentaciones, instalación, infraestructuras eléctricas, etc.).

La vida útil de las instalaciones eólicas se estima en unos 30 años, aunque habitualmente se desmantelan ya a los 20 años, debido a la disminución progresiva de la producción energética causada por el envejecimiento de los componentes de los aerogeneradores.

Tabla 1.3 - Ejemplo de características de un aerogenerador

Potencia nominal	4,5 MW
Número de palas	3
Diámetro del rotor	120 m
Control	inclinación de la pala y velocidad variable
Longitud de la pala	58 m
Cuerda máxima de la pala	5 m
Peso de una pala	18 t
Peso de la góndola con rotor y palas	220 t
Peso de la torre (estructura tubular de acero)	220 t
Altura de la torre (dependiendo de las condiciones locales del viento)	90 - 120 m
Diámetro de la torre en la base	5,5 m
Velocidad de rotación del rotor	9 - 15 rpm
Relación del multiplicador	100-1
Velocidad del viento de arranque del aerogenerador	4 m/s
Velocidad nominal del viento	12 m/s
Velocidad del viento de desconexión del aerogenerador	25 m/s

¹¹ La eficiencia del uso de un aerogenerador en un emplazamiento concreto a menudo se evalúa a partir de la relación entre la energía total anual producida (kWh) y la potencia nominal de la turbina (kW). Este cociente representa el número de horas al año de producción a la potencia nominal.

1.6 Tipología de las plantas eólicas

1.6.1 Instalaciones conectadas a la red de distribución

Entre ellas cabe distinguir entre instalaciones de un solo aerogenerador (conectado a la red con o sin usuarios domésticos o industriales en paralelo) e instalaciones estructuradas como parques eólicos.

Las primeras, cuando tienen usuarios en paralelo, utilizan la red como un "depósito" en el que se vierte la energía excedente y no consumida por la propia instalación del usuario y del que se toma energía cuando, en casos de poco viento, el aerogenerador no pueda cubrir las necesidades energéticas del usuario.

Por el contrario, los parques eólicos son grupos de aerogeneradores interconectados que funcionan como una central generadora de electricidad conectada a la red. En este caso, los aerogeneradores deben ubicarse a una distancia adecuada entre ellos para evitar interferencias aerodinámicas y, con ellas, sus dos consecuencias más graves: el aumento de las turbulencias y la pérdida de potencia.

La distancia entre aerogeneradores viene normalmente expresada en diámetros de turbina; la separación óptima se sitúa entre 8 y 12 veces el diámetro del rotor en la dirección del viento, y entre 2 y 4 veces en la dirección perpendicular al viento.

Los aerogeneradores de los parques eólicos pueden instalarse tanto en tierra firme (*onshore*, figura 1.16) como en el mar (*offshore*, figura 1.17).

Figura 1.16



Figura 1.17

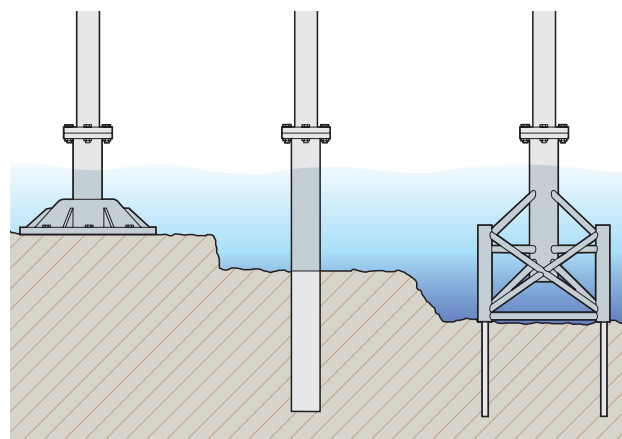


En las instalaciones *offshore* los costes son más altos, pero se compensan con un incremento en la producción de no menos de un 30%. Además, los parques eólicos marinos requieren de un elevado número de aerogeneradores grandes —con potencias de hasta 5 y 6 MW— para compensar los costes de instalación, de conexión a la red de tierra y de monitorización remota. La tecnología utilizada actualmente para las instalaciones marinas es similar a la de las terrestres, aunque en el diseño de los aerogeneradores marinos deben tenerse también en cuenta los siguientes aspectos:

- las olas añaden cargas y deterioros en la estructura, que pueden ser superiores a los causados por el viento;
- las características mecánicas del fondo no suelen ser buenas, lo que obliga a que las cimentaciones sean de mayor tamaño;
- el momento resultante sobre el fondo de las cargas aplicadas al rotor aumenta con el incremento de longitud debido a la torre sumergida.

Las estructuras de soporte de los aerogeneradores *offshore* pueden ser de distintos tipos (figura 1.18).

Figura 1.18



En aguas poco profundas, los aerogeneradores pueden fijarse a bases de cemento colocadas sobre el fondo. Si la profundidad no excede de 20 m, la estructura es un tubo de acero clavado en el fondo del mar a una profundidad que permita transferir las cargas al suelo.

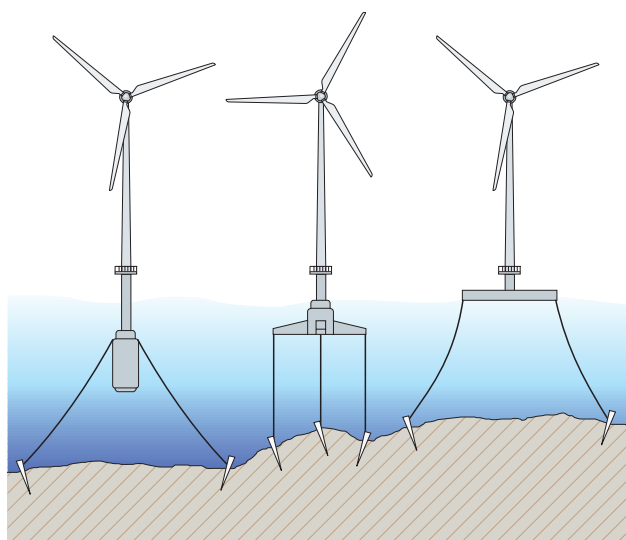
Este tipo de cimentación, aunque es la más económica, tiene ciertas limitaciones de uso debido al riesgo de que las frecuencias de resonancia interfieran con las frecuencias forzadas por el giro del rotor y por las olas. La frecuencia de resonancia disminuye con la longitud de la estructura y aumenta con su diámetro. En aguas profundas, el diámetro del pilar resulta inadmisibles, por lo que se utilizan estructuras de trípode construidas con elementos soldados y anclados al fondo con varillas en cada esquina o con anclas de ventosa, según las características del lecho marino.

Las aerogeneradores *offshore* deben ser muy fiables para minimizar las operaciones de mantenimiento: esto justifica la redundancia de ciertos componentes y la monitorización sistemática de forma remota a través de sensores ubicados en las partes más críticas.

Además, estos aerogeneradores están diseñados para resistir el ambiente marino; de hecho, las estructuras submarinas se protegen contra la corrosión mediante protección catódica, mientras que las partes aéreas son debidamente barnizadas. El aislamiento de las partes eléctricas se refuerza y el interior de la góndola y de la torre se acondicionan para evitar la acumulación de condensación.

Para profundidades marinas superiores a los 50 metros, el anclaje al fondo marino ya no es eficiente y se recurre a los aerogeneradores flotantes, actualmente en fase de estudio (figura 1.19).

Figura 1.19



1.6.2 Instalaciones no conectadas a la red de distribución

Pueden dividirse en instalaciones de un único usuario aislado e instalaciones de redes autónomas.

Para usuarios aislados, donde no es factible o conveniente conectarse a la red pública debido a los elevados costes o a problemas técnicos y donde sopla viento suficiente (con una velocidad media anual > 6 m/s, como referencia), la energía eólica puede ser una alternativa fiable y económica para alimentar cargas domésticas.

Las plantas eólicas para usuarios aislados deben disponer de un sistema de acumulación que garantice el suministro de energía incluso en condiciones de poco viento.

Las redes autónomas alimentadas por una fuente eólica se revelan como una aplicación prometedora.

El suministro eléctrico a usuarios con un elevado consumo y alejados de la red de distribución nacional se realiza por lo general mediante generadores alimentados con combustibles fósiles, pero es una solución cara debido a los altos costes de suministro y mantenimiento, además de la contaminación medioambiental.

Un caso típico son los islotes y las islas de tamaño medio, dado el óptimo potencial eólico que ofrecen.

La solución ideal sería el uso de sistemas híbridos, utilizando energía eólica (u otras fuentes renovables) en conjunción con la fuente tradicional, lo que resulta bastante económico en el caso de conexión a redes descentralizadas de varios MW de potencia.

Un sistema eólico-diésel generalmente está constituido por aerogeneradores de tamaño medio o pequeño combinados con un sistema de acumulación y conectados a una red de baja o media tensión; en esta solución, el generador diésel se usa para garantizar la continuidad de suministro eléctrico.

El coste por kWh es mayor que en las instalaciones de aerogeneradores grandes pero casi siempre inferior a la generación con motores diésel, donde también hay que considerar los costes de abastecimiento de combustible.

1.7 Costes de la energía eólica

La energía eólica puede considerarse, especialmente cuando se genera en parques eólicos multimegavatio, una energía eficiente en términos de costes, de impacto medioambiental y de retorno de la inversión (de 3 a 5 años).

Como puede verse en la tabla 1.4, la energía procedente de grandes instalaciones eólicas conlleva unos costes de inversión y producción (incluyendo los costes de mantenimiento, combustible y de personal) comparables a los de una central térmica de carbón tradicional.

Además, en la tabla 1.5 puede verse que la energía eólica comporta unos costes de las externalidades¹² inferiores a los de las centrales eléctricas tradicionales.

Finalmente, hay que tener en cuenta que por cada kWh de energía eólica generada se evita la emisión a la atmósfera de una determinada cantidad de sustancias contaminantes y el correspondiente "efecto invernadero", tal como se indica en la tabla 1.6.

¹² Costes que no se cuantifican en el precio de mercado y que no son atribuibles al productor ni al consumidor, sino que recaen en la sociedad en su conjunto.

Tabla 1.4

Costes de la energía		
Tipo de instalación	Coste de inversión €/kWh	Coste de la energía generada €/kWh
Instalación eólica multimegavatio	1000 – 2200	0,04 – 0,08
Central térmica de carbón	1000 – 1350	0,05 – 0,09
Central térmica de gas	500 – 700	0,03 – 0,04

Tabla 1.5

Costes de las externalidades								
Fuente	Carbón	Petróleo	Gas	Nuclear	FV	Biomasa	Hidroeléctrica	Eólica
€/kWh	20 - 15	3 - 11	1 - 3	0,2 – 0,7	0,6	0,08 – 0,3	0,3 - 1	0,05 – 0,25

Tabla 1.6

Tipo de sustancia	kg/kWh
Dióxido de carbono (CO ₂)	0,675
Óxidos de nitrógeno (NO _x)	0,0015
Dióxido de azufre (SO ₂)	0,0014

1.8 Expansión de la energía eólica en el mundo y en la Unión Europea

En el mundo, a finales del 2009 la potencia eólica instalada ha rondado los 160 000 MW con un crecimiento global del 233% desde el 2004, mientras que a finales del 2010 la potencia eólica ha alcanzado los 194 000 MW (fuente: GWEC).

En la Unión Europea, a finales del 2009 se superaron los 73 000 MW instalados con un incremento del 114% respecto al 2004, mientras que a finales del 2010 la

potencia eólica alcanzó los 84 000 MW, de los que casi 3000 MW corresponden a instalaciones eólicas *offshore* (fuente: EWEA).

Concretamente en la Unión Europea, Alemania es el país con más instalaciones, con una potencia total de más de 25 000 MW, seguida por España, con más de 19 000 MW e Italia y Francia a continuación. Como puede verse en la figura 1.21, estas 4 naciones representan el 74% de los más de 73 000 MW de potencia eólica instalada en la UE.

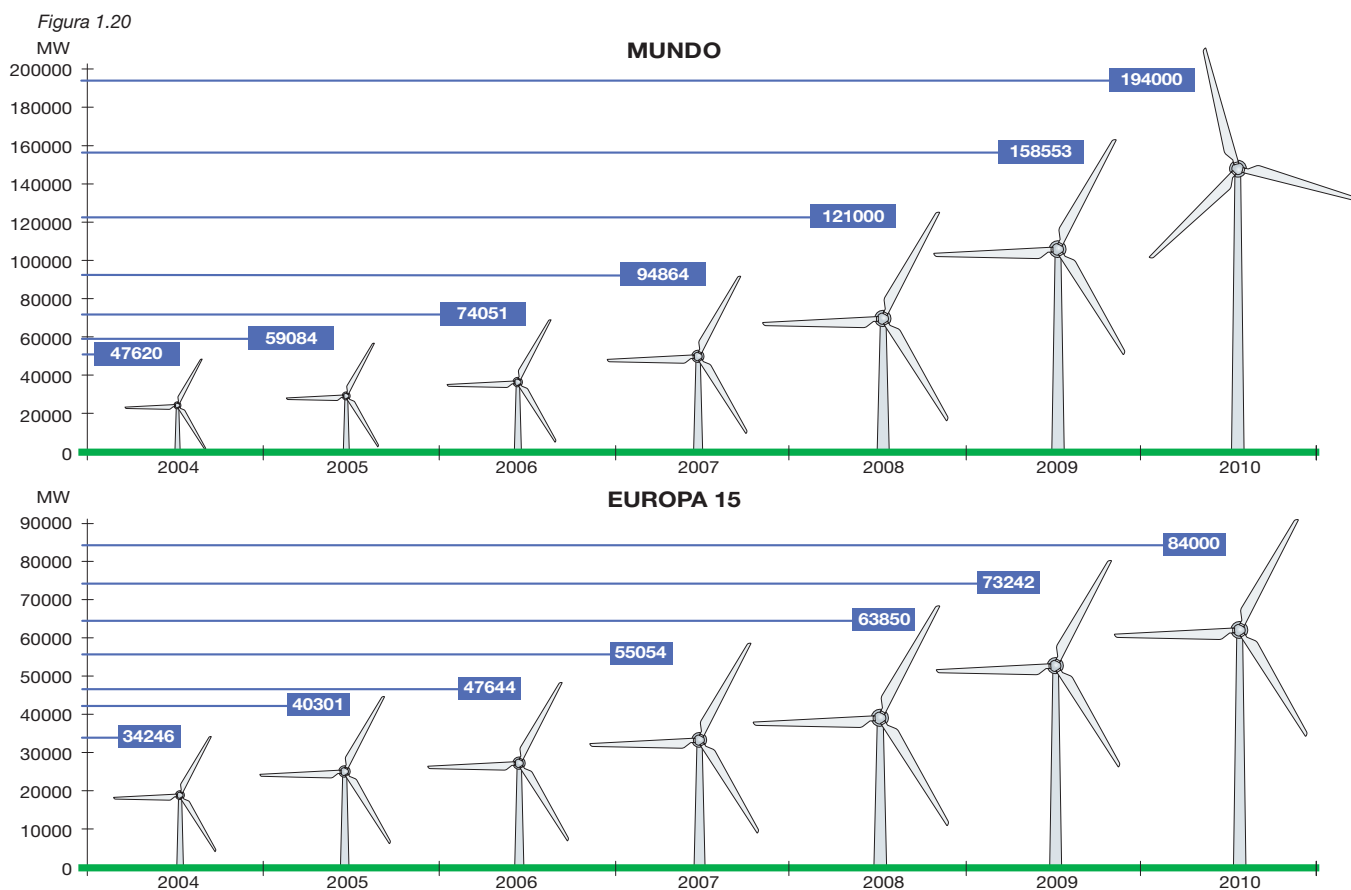


Figura 1.21



1.9 Perspectivas y tecnologías futuras

Usando la energía eólica, en el 2020 se podría producir el 12% de la demanda total de energía eléctrica a escala mundial y el 20% de la europea, alcanzando los objetivos de la Unión Europea solo con esta fuente renovable.

Se prevé pues un fuerte desarrollo del sector eólico que podría alcanzar en el 2013 una potencia instalada de más de 140 GW en Europa y a nivel mundial los 343 GW (figura 1.22) con los niveles de crecimiento anual que se muestran en la figura 1.23.

Con el fin de suplir la falta de grandes espacios disponibles en tierra, de superar la conflictividad medioambiental y de aprovechar regímenes de viento más elevados y regulares, en muchos países del norte de Europa se está considerando seriamente la posibilidad de instalar parques eólicos *offshore*.

Como ejemplo, en Gran Bretaña está en trámite la aprobación del proyecto de instalación eólica marítima más grande del mundo, con una potencia de 1 GW. En lo que refiere a instalaciones *offshore*, hay una potencia adicional de 2 - 4 GW en aguas profundas (más de 60 m), para las cuales, sin embargo, no existen aún tecnologías de explotación comercialmente viables (instalaciones eólicas flotantes).

Para las instalaciones terrestres, las estimaciones se han hecho tomando como referencia aerogeneradores

de 600 a 850 kW de potencia (es decir, con una altura al buje de 50 m).

Con el aumento de potencia de los aerogeneradores, que en instalaciones terrestres han alcanzado los 3 MW (con alturas de buje de 75 a 100 m), puede que el potencial de desarrollo haya sido subestimado. En cambio, en lo referente al potencial marino, los datos de recurso eólico disponibles son más inciertos, por lo que solo son posibles estimaciones de máxima.

Desde el punto de vista de la tecnología de construcción, se está estudiando un nuevo modelo de aerogenerador *offshore* denominado *Aerogenerador X*, que tendría una altura de 130 m, una apertura de 275 m y una potencia nominal de 10 MW, pudiendo llegar a los 20 MW (figura 1.24). Comenzará su producción entre los años 2013 y 2014, una vez terminadas las pruebas en curso.

Su diseño innovador presenta una estructura en "V" y se parece a las semillas del sicomoro, que caen al suelo con un movimiento en espiral gracias a sus "alas" en forma de V.

La tecnología de eje vertical permite hacer uso del viento, sea cual fuere su dirección.

Figura 1.22 - Previsión de potencia eólica instalada total

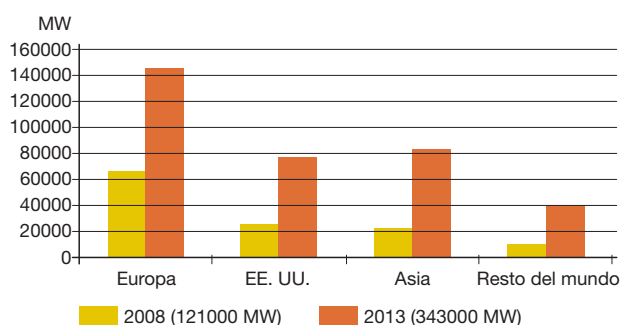


Figura 1.23 - Incremento anual de potencia eólica instalada

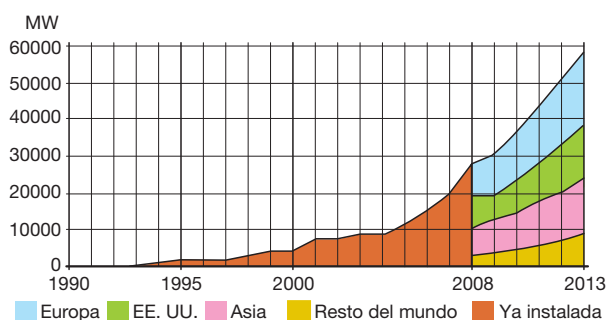
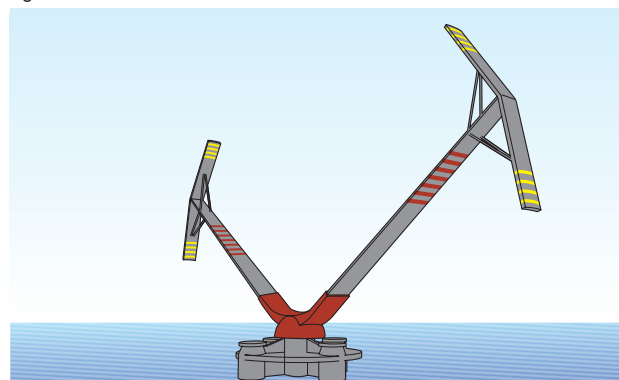


Figura 1.24



Tiene la ventaja de concentrar la mayor parte del peso del aerogenerador en su base, en lugar de hacerlo a la altura del buje, como ocurre con los aerogeneradores de eje horizontal. Además, las palas no sufren el estrés continuo debido a la rotación, por lo que, comparadas con un aerogenerador de tres palas de igual potencia, pueden construirse de forma más liviana.

Gira a una velocidad de unas 3 rpm y pesa la mitad que un aerogenerador convencional equivalente. Su altura total también se reduce significativamente, con lo que es menos visible desde lejos.

Se apoyará sobre una plataforma semisumergida, basada en tecnologías utilizadas para la extracción de gas y petróleo marinos, con sujeción al fondo, de hasta 150 m, asegurado por cables.

2 Componentes principales de un aerogenerador

Con el fin de explotar la energía cinética del viento, convirtiéndola en energía eléctrica disponible para su inyección en la red o para alimentar cargas en paralelo, un aerogenerador incorpora diversos componentes, tanto mecánicos como eléctricos. Concretamente, el rotor (palas y buje) extrae la energía del viento y la convierte en energía mecánica de rotación, la cual constituye el "motor primario" del aerogenerador, mientras que la conversión de energía mecánica en eléctrica la efectuará un generador, según diferentes configuraciones que se desarrollarán en los capítulos siguientes.

El convertidor y el transformador pueden ubicarse en la góndola, tal como se muestra en la figura 2.1, o colocarse en la parte baja de la torre. La instalación del transformador en la góndola hace posible compensar el peso del rotor, mientras que su ubicación en la base permite reducir el tamaño y el peso de la góndola.

En términos de costes, la proporción de cada componente en el coste total se muestra en la figura 2.2.

En resumen, los principales componentes que constituyen un aerogenerador de eje horizontal son (figura 2.1):

1. pala;
2. soporte de la pala;
3. actuador del ángulo de paso;
4. buje;
5. cubierta;
6. soporte principal;
7. eje principal;
8. luces de señalización aérea;
9. multiplicador;
10. dispositivos hidráulicos de refrigeración;
11. frenos mecánicos;
12. generador;
13. convertidor de potencia y dispositivos eléctricos de control, protección y seccionamiento;
14. transformador;
15. anemómetros;
16. estructura de la góndola;
17. torre de soporte;
18. mecanismo actuador de la orientación.

Figura 2.2 - Coste porcentual de los componentes de un aerogenerador

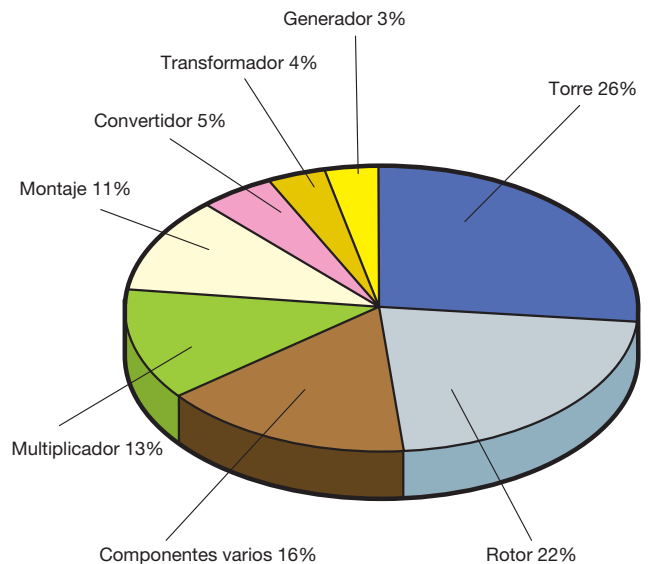
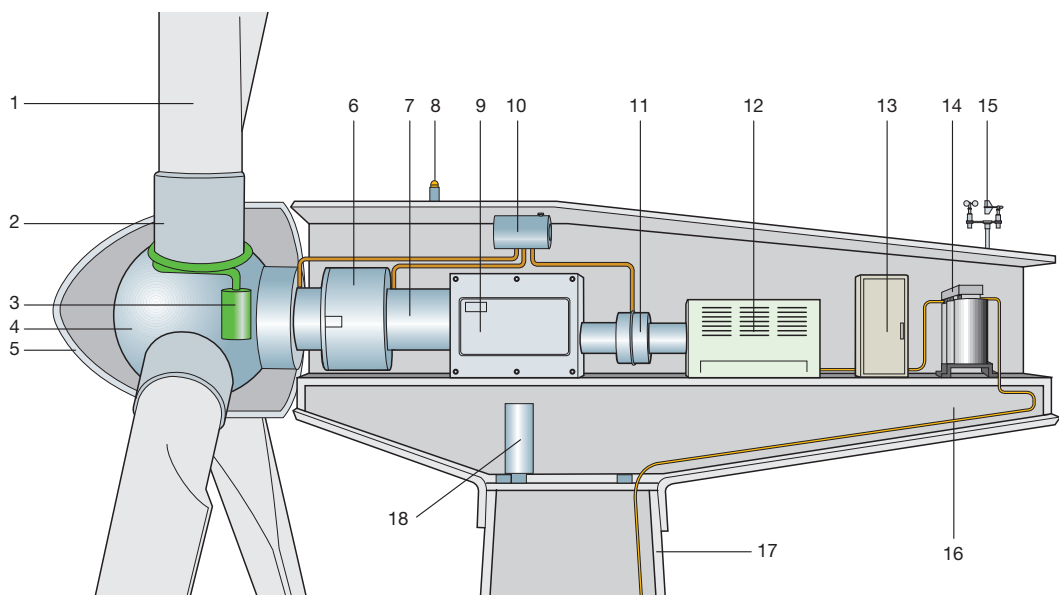


Figura 2.1



2.1 Rotor

2.1.1 Palas

Las palas son los componentes que interactúan con el viento, por lo que se diseñan con un perfil que maximice su eficiencia aerodinámica. En la figura 2.3 se muestra la forma característica de una pala, así como sus secciones transversales: la pala presenta una curvatura de perfil de unos 25° entre la base y su extremo.

Dado que las fuerzas aerodinámicas varían con el cuadrado de la velocidad relativa, estas crecen rápidamente a medida que nos alejamos del buje; por ello es importante diseñar el extremo de la pala con el fin de tener una buena sustentación y una baja resistencia aerodinámica.

La sección transversal de la pala es bastante grande con el fin de obtener la rigidez necesaria para resistir las cargas mecánicas variables que se dan en el funcionamiento normal y que contribuyen a su deterioro. De hecho, el viento ejerce una fuerza variable, ya sea por las fluctuaciones debidas a las turbulencias, ya sea por la variación de la velocidad con la altura; además, durante la rotación, una pala en posición elevada se somete a un viento más intenso que cuando está en una posición baja, con las consiguientes fluctuaciones de carga con cada giro; finalmente, la fuerza centrífuga debida a la rotación ejerce una tracción sobre las distintas partes de la pala y su propio peso crea un momento de flexión

sobre la base de forma alternativa en cada rotación.

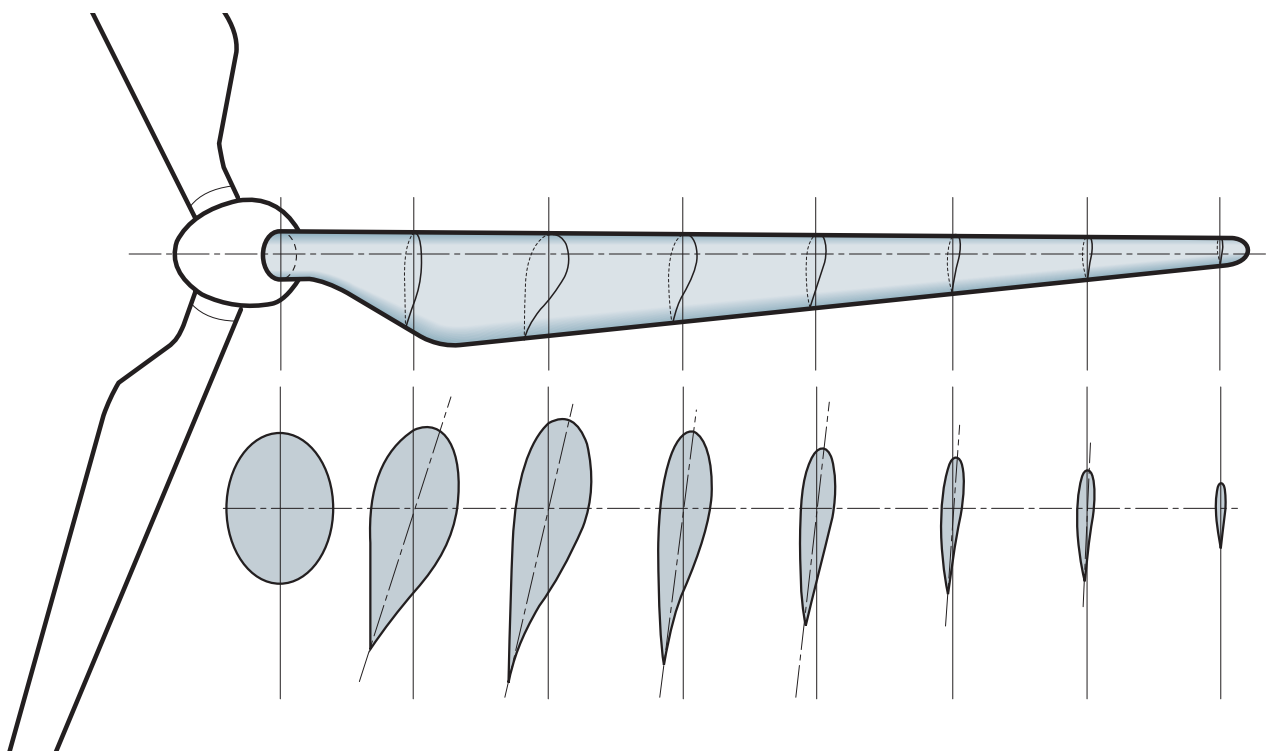
Las palas se fabrican con materiales ligeros, como son los plásticos reforzados con fibra, con buenas propiedades de resistencia al desgaste. En las palas de los aerogeneradores de tamaño medio y pequeño se acostumbra a usar fibra de vidrio o aluminio, mientras que en las palas más grandes se utiliza fibra de carbono para aquellas partes sometidas a las cargas más críticas.

Las fibras se introducen en una matriz de poliéster, resina epoxi, o vinil éster, formada por dos mitades unidas y reforzadas mediante una matriz interna. La superficie exterior de la pala se recubre con una capa de gel coloreado, con el fin de prevenir el envejecimiento del material compuesto, causado por la radiación ultravioleta.

En función de la tecnología usada por el fabricante, las palas podrán dotarse de elementos adicionales, tales como reguladores de pérdida para estabilizar el flujo de aire, generadores de vórtice para aumentar la sustentación, o alerones en las puntas para reducir la pérdida de sustentación y el ruido. Dado que la principal causa de avería son los relámpagos, se introduce una protección consistente en la instalación de conductores, tanto en la superficie como en el interior de la pala (véase el capítulo 8).

Las palas y el buje central (que conforman juntos el rotor) se ensamblan sobre la góndola mediante una brida de rodamientos.

Figura 2.3



2.1.2 Buje

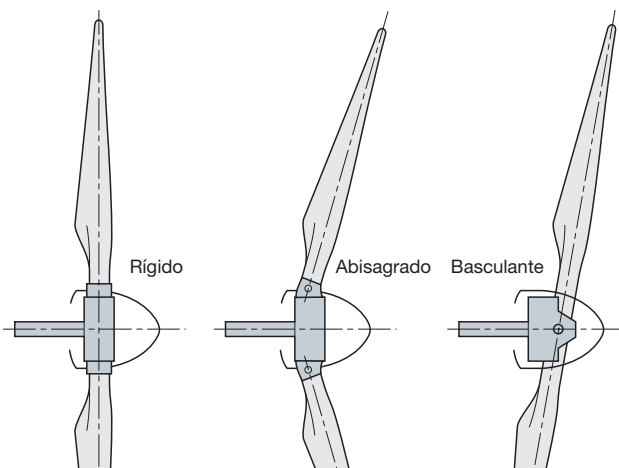
En un aerogenerador, el buje es el componente que conecta las palas al eje principal, transmitiéndole la potencia extraída del viento, e incluye los mecanismos de regulación del ángulo de paso.

El buje suele ser de acero o de fundición y se protege externamente con una funda ovalada denominada cubierta.

Hay tres tipos principales de buje (figura 2.4):

- rígido;
- basculante (*teetering*);
- para palas abisagradas.

Figura 2.4



El buje rígido se diseña para mantener los principales elementos que lo componen en una posición fija en relación con el eje principal. En cualquier caso, el ángulo de paso de las palas puede variar, pero no admite ningún otro movimiento.

De hecho es el tipo más utilizado en rotores de tres o más palas. El buje rígido deberá ser lo suficientemente fuerte como para soportar las cargas dinámicas que le transmiten las palas, resultantes de las operaciones de orientación.

El buje basculante se utiliza en casi todos los aerogeneradores de dos palas y se diseña para reducir las cargas aerodinámicas desequilibradas transmitidas al eje, típicas de los rotores bipala, permitiendo al rotor oscilar algunos grados en la dirección perpendicular al eje principal.

El buje basculante se ha acoplado mayoritariamente a aerogeneradores con ángulo de paso fijo¹, aunque también puede utilizarse en turbinas con ángulo variable.

¹ Para la definición de ángulo de paso de una pala eólica, véase el capítulo siguiente

El diseño del sistema de regulación del ángulo de paso también es más complejo, ya que los respectivos mecanismos y cuadros eléctricos de maniobra y protección se encuentran en la parte móvil en relación al eje principal.

Finalmente, el buje de palas abisagradas es, en cierto modo, un híbrido entre los dos primeros modelos, siendo en realidad un buje rígido con bisagras para las palas que se usa en los aerogeneradores a sotavento para reducir las cargas excesivas con vientos fuertes.

2.2 Multiplicador

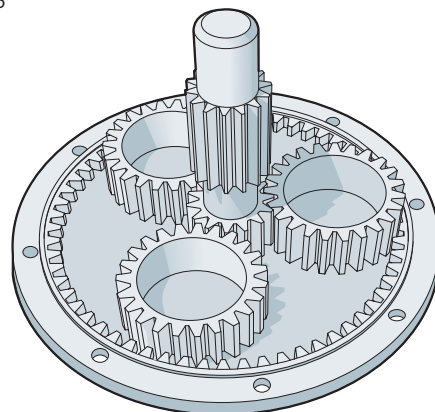
En el eje de transmisión se coloca a menudo un multiplicador de una o varias etapas entre el rotor que extrae la energía cinética del viento y la convierte en energía mecánica de rotación y el generador eléctrico que convierte la energía mecánica disponible en eléctrica.

El multiplicador tiene como misión aumentar la velocidad de rotación del rotor, para adaptarla a los valores requeridos por generadores convencionales² (en algunos aerogeneradores, la relación de multiplicación puede ser mayor de 1:100). El multiplicador está constituido por una o varias parejas de engranajes de tipo epicicloidal o de ejes paralelos (figura 2.5).

El desarrollo en los últimos años de alternadores con convertidor incorporado ha hecho posible la construcción de algunos modelos de aerogeneradores sin el multiplicador, que es una fuente de ruido y uno de los componentes que requiere mayor mantenimiento y puede causar pérdidas de eficiencia al aerogenerador.

En definitiva, la ausencia del multiplicador conlleva una simplificación notable de la parte mecánica y permite una reducción del tamaño y peso de la góndola.

Figura 2.5



² En algunos casos, el multiplicador incluye también los cojinetes de apoyo del eje de transmisión, especialmente en aquellos aerogeneradores en los que el eje es de longitud limitada.

2.3 Frenos

Casi todos los aerogeneradores incorporan frenos mecánicos a lo largo del eje de transmisión como complemento al freno aerodinámico. En muchos casos, además de actuar como "frenos de parking" e impedir que el rotor gire cuando el aerogenerador está fuera de servicio, los frenos mecánicos son capaces de detener el rotor en condiciones meteorológicas adversas.

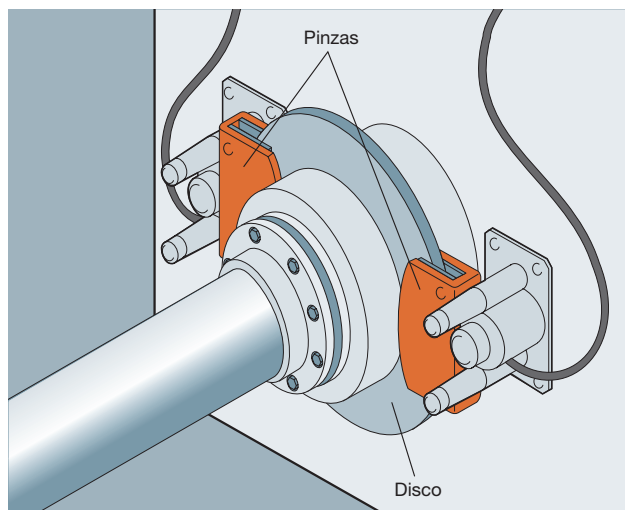
Los frenos mecánicos que se usan comúnmente son de dos tipos:

- frenos de disco;
- frenos de fricción.

Los frenos de disco funcionan de una forma similar a los de los automóviles: un disco metálico está fijado al eje que debe frenarse.

Durante la fase de frenado, unas pinzas accionadas hidráulicamente aprietan unas zapatas contra el disco, creando un par de frenado que se opone al par motor (figura 2.6).

Figura 2.6



Los frenos de fricción consisten en, como mínimo, una placa de presión y otra de fricción.

El accionamiento de este tipo de frenos normalmente se lleva a cabo por medio de resortes, que ejercen una presión adecuada y se descomprimen mediante aire a presión o fluido hidráulico.

Los frenos mecánicos pueden situarse tanto en el lado de baja velocidad del multiplicador como en el de alta. No obstante, hay que tener en cuenta que si se instalan en el lado de baja velocidad deben ser capaces de ejercer un par de freno mayor, mientras que si se instalan en el de alta van a trabajar a través del multiplicador, acelerando probablemente su desgaste; por otro lado,

si el multiplicador se avería, los frenos en el lado de alta velocidad pueden quedar inoperativos e incapacitados para frenar el rotor.

Además, debido a la intensidad de las fuerzas centrífugas que se desarrollan, la calidad del material de los discos de freno instalados en el eje de alta velocidad es crítica.

Los frenos diseñados para detener el rotor deben poder ejercer un par de frenado mayor que el par máximo previsto del rotor, hacerlo con unos tiempos de frenado normalmente inferiores a 5 s y ser capaces de funcionar en caso de fallo de la alimentación externa.

También han de ser capaces de mantener el rotor en la posición de parada total en las condiciones de viento definidas, hasta al menos una hora tras su activación (IEC 61400-1).

2.4 Generador eléctrico

2.4.1 Generador asíncrono

Esencialmente es un motor trifásico de inducción, caracterizado por una velocidad de sincronismo que depende del número de polos y de la frecuencia de red.

Si el par mecánico que actúa sobre el eje del rotor es motor y no de resistencia —de manera que hace aumentar la velocidad de rotación hasta superar la de sincronismo—, el motor eléctrico asíncrono se convierte en un generador que inyecta electricidad a la red.

La diferencia relativa entre la velocidad de sincronismo y la velocidad efectiva de rotación se conoce como deslizamiento (d), que funcionando en modo generador tiene un valor negativo. En los generadores asíncronos más comunes, los de rotor en jaula de ardilla (rotor en cortocircuito), el deslizamiento es de aproximadamente el 1%, por lo que estos dispositivos se consideran de velocidad de rotación constante³.

La corriente de magnetización del estator, encargada de crear el campo magnético rotativo en el entrehierro, la aporta la propia red. Además, este tipo de generador consume una cierta cantidad de potencia reactiva, que debe ser suministrada por sistemas de compensación tales como condensadores.

Cuando una ráfaga de viento golpea un aerogenerador equipado con un generador de rotor de jaula de ardilla, dado que la velocidad de rotación es constante se produce una repentina variación del par y la consiguiente variación brusca de la potencia

³ La velocidad de rotación del eje principal varía de cero a la velocidad nominal de dimensionamiento en función de la velocidad del viento incidente, pero no se puede regular y varía a voluntad mediante un sistema de control, como es el caso de los sistemas de velocidad variable.

producida; si la potencia de cortocircuito de la red a la cual está conectado el aerogenerador es baja, pueden producirse fluctuaciones de tensión en los dispositivos eléctricos conectados en entornos próximos, pudiendo ocasionar fallos.

También es posible advertir variaciones rápidas en la intensidad luminosa de las bombillas eléctricas, generando el desagradable parpadeo conocido como "flicker". Por estas razones, la investigación se ha dirigido a la consecución de sistemas de velocidad variable, los cuales permiten, además, reducir los "golpes de par" en el rotor y hacer que este funcione en el punto de máxima eficiencia aerodinámica en un amplio rango de velocidades de viento⁴.

Los sistemas de velocidad variable realizados con generadores de inducción se consiguen interponiendo un convertidor de frecuencia entre el estator y la red, o mediante un generador asíncrono de rotor bobinado, en el que el rotor se alimenta con una corriente alterna independiente que aporta un convertidor de frecuencia: en este caso, la velocidad de sincronismo es función de la diferencia entre la frecuencia de red y la frecuencia de la corriente del rotor, pudiendo conseguirse variaciones de velocidad del 30%.

2.4.2 Generador síncrono

En este tipo de generador, también llamado alternador, el rotor está constituido por un electroimán de corriente continua o por imanes permanentes. La frecuencia de la tensión inducida sobre el estator (y, por consiguiente, de la corriente producida) es directamente proporcional a la velocidad de rotación del rotor.

Para permitir un funcionamiento a velocidad variable, se interpone un convertidor de frecuencia entre el alternador y la red, el cual primero transforma la corriente de frecuencia variable (en función de la velocidad del rotor y, por tanto, del viento) a la salida del generador en corriente continua mediante un rectificador electrónico y a continuación reconvierte la corriente continua en alterna a la frecuencia de red por medio de un inversor.

De esta manera se independiza la frecuencia de la corriente generada de la frecuencia de red, lo que puede llevar también a la anulación del multiplicador.

Gracias al motor síncrono y al convertidor de frecuencia, cuando la fuerza del viento aumenta repentinamente se deja que el rotor acelere durante algunos segundos: el incremento de velocidad de rotación acumula energía cinética en el propio rotor y permite una distribución constante de la potencia.

Por el contrario, cuando el viento amaina, la energía almacenada en el rotor se libera mientras el propio rotor decelera.

⁴ Para una velocidad del viento dada se puede variar la velocidad de rotación con el fin de maximizar la eficiencia aerodinámica de las palas (véase el capítulo siguiente).

2.5 Transformador

La potencia eléctrica a la salida del generador generalmente es de baja tensión y debe convertirse a media tensión a través de un transformador para reducir las pérdidas de transmisión mediante la conexión a la red de distribución de media tensión.

El transformador se instala en la góndola o en la base de la torre.

Los cables eléctricos de conexión entre la góndola y la base de la torre forman un anillo por debajo de la propia góndola con el fin de permitir el movimiento de orientación. Tal movimiento es monitorizado y, si la rotación es excesiva, la góndola se orienta en sentido opuesto para evitar que los cables se enreden.

Estos cables deben tener una longitud que permita al aerogenerador efectuar hasta tres giros completos para la alineación.

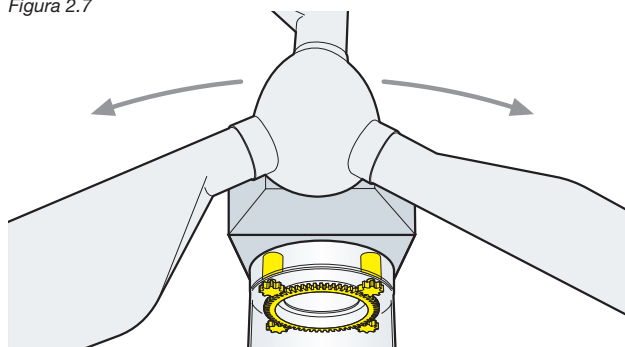
2.6 Sistema de orientación

La góndola se hace rotar sobre la parte superior de la torre con un sistema de control de orientación y rotación activo, constituido por actuadores eléctricos y los respectivos motorreductores (figura 2.7), para conseguir que el rotor esté siempre en una posición transversal a la dirección del viento.

La dirección y velocidad del viento son monitorizadas continuamente mediante sensores ubicados en la cubierta de la góndola.

En general, el rotor se posiciona según la dirección media del viento, calculada en un intervalo de 10 min por el sistema de control del aerogenerador.

Figura 2.7



Para los aerogeneradores de eje horizontal con rotor a sotavento no son necesarios los sistemas de orientación, ya que la turbina se orienta por sí sola siguiendo la dirección del viento como una veleta.

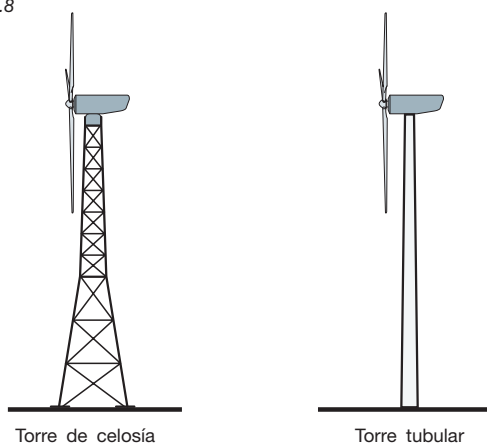
Los aerogeneradores a barlovento tienen en cambio o una aleta posterior de orientación (turbinas de tamaño mediano o pequeño) o un control activo de orientación; por tanto, la torre de soporte también debe ser dimensionada al efecto para resistir las cargas de torsión resultantes del uso de los sistemas de orientación.

2.7 Torre

Para los aerogeneradores de eje horizontal se utilizan principalmente dos tipos de torres (figura 2.8):

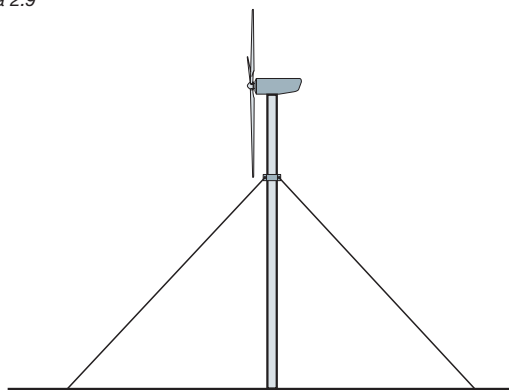
- de celosía;
- tubulares.

Figura 2.8



Los primeros aerogeneradores se instalaban en torres de celosía, que siguieron empleándose hasta mediados de los años 80. Los aerogeneradores actuales son en su mayoría de torre tubular, ya que este diseño presenta diversas ventajas respecto al de celosía: concretamente, las torres tubulares no necesitan tantas uniones atornilladas, que deben ser inspeccionadas periódicamente; ofrecen un área protegida para el acceso al aerogenerador y la subida a la góndola es más segura y fácil, ya sea mediante una escalera interna o —en turbinas de mayor tamaño— un ascensor; finalmente, son estéticamente más atractivas que las de celosía. Hay un tercer tipo de torre, la de *mástil tensado* (figura 2.9), pero se utiliza poco en las instalaciones de media y alta potencia.

Figura 2.9



La altura de la torre depende del régimen de vientos del lugar de instalación.

En las instalaciones *onshore*, la góndola generalmente se sitúa a una altura de 1 o 1,2 veces el diámetro

del rotor, mientras que en las instalaciones *offshore* la altura es de 0,8 veces el diámetro del rotor.

Las torres tubulares se construyen generalmente en acero laminado, aunque en algunos casos son de cemento; tienen forma cónica, con el diámetro de la base mayor que el de la parte superior, sobre la cual se ubica la góndola.

Las diferentes secciones se unen y fijan entre sí mediante bridas atornilladas.

Estos tipos de torre crean una gran estela a sotavento y es por ello que en la mayoría de los aerogeneradores el rotor se sitúa a barlovento. Además, son estructuras muy visibles, por lo que no deben mostrar signos de corrosión durante muchos años: para ello debe escogerse un recubrimiento adecuado.

Las torres se fijan al suelo mediante cimentaciones formadas por pedestales de hormigón situados a cierta profundidad.

2.8 Sistemas de control y de protección/seccionamiento

Estos sistemas constituyen el "cerebro" del aerogenerador y proporcionan la lógica de control para regular los procedimientos de arranque y parada de la turbina y para garantizar su funcionamiento dentro de determinados parámetros preestablecidos, protegiendo de esta forma al rotor contra velocidades excesivas y a las distintas partes del circuito eléctrico contra sobrintensidades y sobretensiones.

La lógica de control generalmente se programa en un PLC. Concretamente, los sistemas de protección/seccionamiento desconectan el aerogenerador de la red en caso de funcionamiento anómalo, permitiendo de esta forma que los demás aerogeneradores del parque sigan funcionando correctamente.

2.9 Sistemas auxiliares

Los principales sistemas auxiliares que se instalan en el interior de la góndola incluyen un dispositivo hidráulico para la lubricación del multiplicador o de los demás componentes mecánicos, e intercambiadores de calor para la refrigeración del aceite y del generador, que incluyen bombas y ventiladores.

En la parte superior de la góndola se instalan anemómetros y veletas para el control del aerogenerador, luces de señalización para los aviones y una posible plataforma para el aterrizaje de helicópteros (para el acceso a las turbinas *offshore*). Para mejorar la fiabilidad de los aerogeneradores, se utilizan diferentes sensores que monitorizan el estado de distintos componentes y avisan de posibles fallos que exijan operaciones de mantenimiento.

Esto es especialmente conveniente en las instalaciones eólicas marinas, a las que no es fácil acceder.

3 Teoría de aerogeneradores

3.1 Potencia de la vena fluida

La producción de potencia eléctrica mediante aerogeneradores depende de la interacción entre las palas del rotor y el viento, transformando primero la energía cinética de este en energía mecánica de rotación y después transformando esta última en energía eléctrica.

La energía cinética E_c de una masa de aire m que se mueve a una velocidad v_1 constante viene dada por:

$$E_c = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v_1^2 \quad [3.1]$$

Por tanto, la potencia específica disponible P_{disp} de una masa de aire de caudal $q = \frac{dm}{dt}$ es:

$$P_{disp} = \frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} \cdot q \cdot v_1^2 \quad [3.2]$$

El caudal también se puede expresar según la fórmula:

$$q = \frac{dm}{dt} = \dot{m} = \rho \cdot A \cdot v_1 \quad [3.3]$$

denominada *ecuación de continuidad*, en la cual:

- ρ es la densidad del aire;
- A es la sección del tubo de flujo considerado.

De donde la potencia específica disponible es igual a:

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \quad [3.4]$$

Como puede observarse, P_{disp} varía con el cubo de la velocidad del viento v_1 .

Por ejemplo, tomando una densidad estándar del aire al nivel del mar $\rho = 1.225 \text{ kg/m}^3$, tenemos:

$$v_1 = 5 \text{ m/s} \Rightarrow P_{disp} = 76 \text{ W/m}^2$$

$$v_1 = 6 \text{ m/s} \Rightarrow P_{disp} = 132 \text{ W/m}^2$$

$$v_1 = 7 \text{ m/s} \Rightarrow P_{disp} = 210 \text{ W/m}^2$$

Por tanto, con un aumento de la velocidad del viento de un solo m/s, la potencia específica disponible aumenta entre un 60 y un 70%.

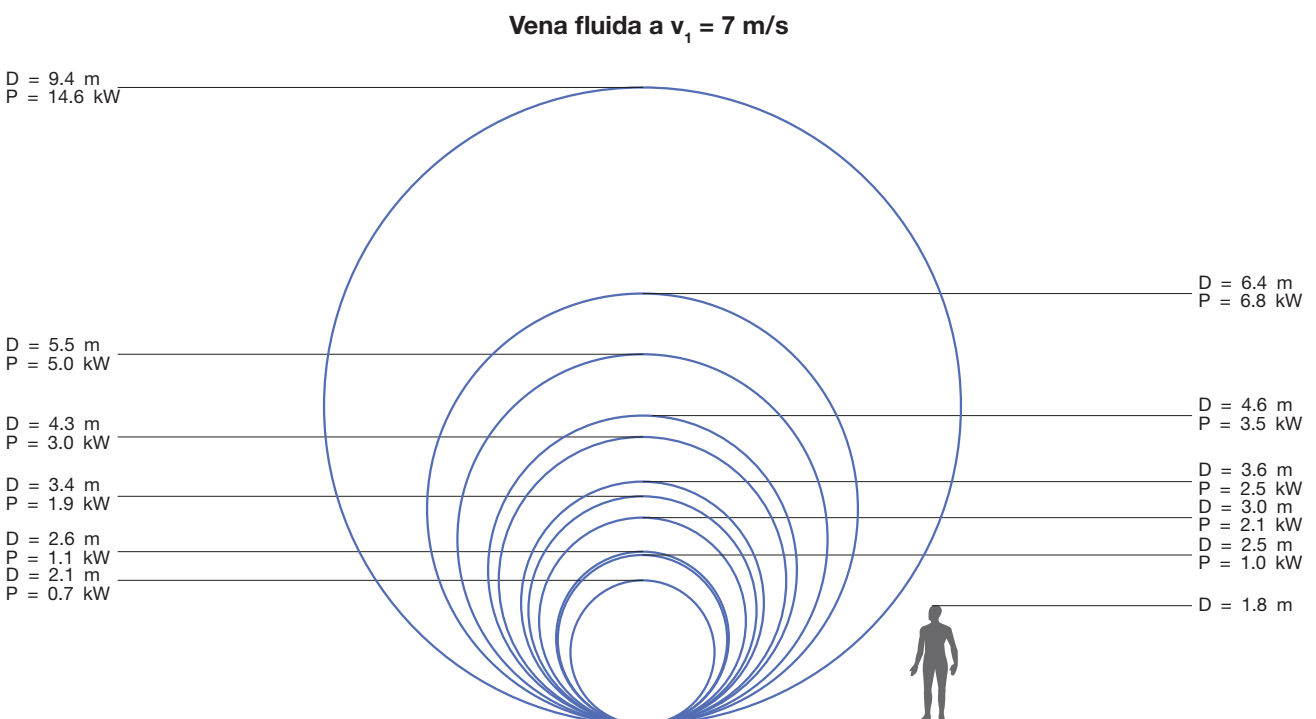
Además, si tomamos como referencia la potencia específica disponible ($P_{disp} = 210 \text{ W/m}^2$) de la vena fluida a una velocidad $v_1 = 7 \text{ m/s}$, podemos calcular el área y el diámetro de dicha vena fluida para diferentes valores de potencia disponible (figura 3.1):

$$P = 1 \text{ kW} \Rightarrow A = 4.7 \text{ m}^2 \Rightarrow D = 2.5 \text{ m}$$

$$P = 10 \text{ kW} \Rightarrow A = 47.6 \text{ m}^2 \Rightarrow D = 7.8 \text{ m}$$

$$P = 20 \text{ kW} \Rightarrow A = 95.2 \text{ m}^2 \Rightarrow D = 11 \text{ m}$$

Figura 3.1



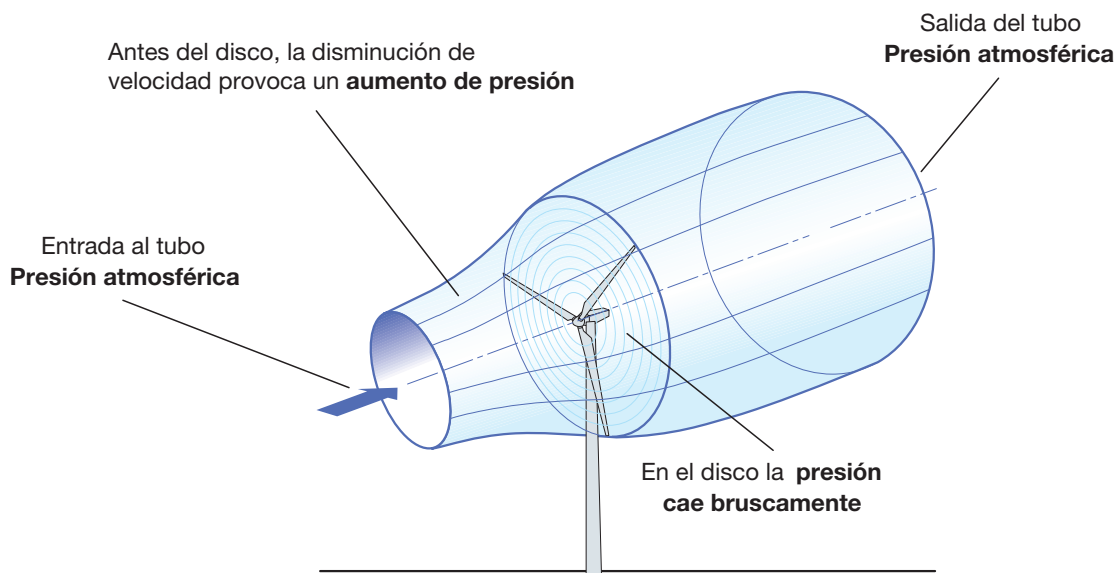
3.2 Teoría unidimensional y ley de Betz

Para determinar la potencia extraída por un aerogenerador ideal de un viento incidente cuya potencia viene dada por la ecuación de potencia específica disponible [3.4], se usa generalmente un modelo simplificado atribuido a Albert Betz. Cuanto mayor sea la energía cinética que la turbina consiga extraer del viento, menor será la velocidad de este a la salida. Como consecuencia el viento se desacelera, de manera que la velocidad aguas abajo del aerogenerador estará comprendida entre cero y el valor que tiene aguas arriba (en ambos casos límite, la potencia extraída es nula).

La teoría de Betz se basa en las siguientes hipótesis:

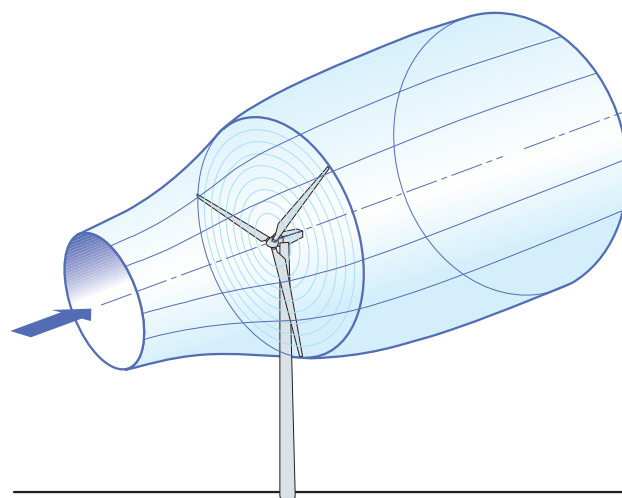
- el conjunto de las palas del aerogenerador equivale a un "disco poroso" de espesor nulo – disco actuador con un número infinito de palas (figura 3.2);
- la masa de aire que fluye a través del disco permanece separada de la masa que lo rodea – tubo de flujo (figura 3.2);
- la masa de aire fluye solo en dirección longitudinal;
- la deceleración del aire en el disco actuador se distribuye uniformemente en toda la sección del disco;
- en las secciones suficientemente lejanas aguas arriba y aguas abajo la presión es igual a la atmosférica;
- aparte del aerogenerador, el flujo eólico no encuentra obstáculos ni antes ni después;
- el viento es estacionario y su intensidad permanece constante con la altura;
- no se producen efectos rotativos sobre la masa de aire;
- se desprecia la compresibilidad del aire, es decir, la densidad se considera constante.

Figura 3.3



Dado que tanto el caudal de aire (ecuación de continuidad sin acumulación de masa) como la densidad se consideran constantes, de la ecuación [3.3] se deriva que la reducción de la velocidad de la vena fluida entre la entrada y la salida del tubo de flujo tiene como resultado el aumento de la sección de este (figura 3.2).

Figura 3.2



Además, tomando la presión atmosférica en la entrada del tubo de flujo, la disminución gradual de la velocidad a lo largo de este supone un aumento de la presión (sin producción de trabajo), la cual cae bruscamente en el disco para luego volver a crecer hasta llegar de nuevo a la presión atmosférica en la salida (figura 3.3).

Denominando (figura 3.4):

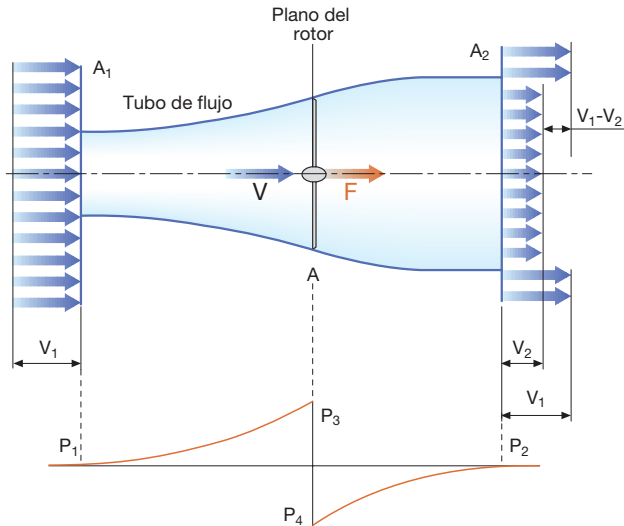
- p_1 y v_1 a la presión y a la velocidad del viento en la sección A_1 a la entrada del tubo de flujo, suficientemente alejada del aerogenerador;
- p_2 y v_2 a la presión y a la velocidad del viento en la sección A_2 a la salida del tubo de flujo, suficientemente alejada del aerogenerador;
- p_3 y p_4 a las presiones inmediatamente antes y después de la sección A;
- v a la velocidad del viento en el plano del rotor en la hipótesis de que no haya variación de energía potencial ni intercambio de calor o extracción de trabajo entre A_1 y A, se puede formular la ecuación de Bernoulli¹ como sigue:

$$p_1 + \rho \cdot \frac{v_1^2}{2} = p_3 + \rho \cdot \frac{v^2}{2} \quad [3.5]$$

De la misma manera, entre A y A_2 :

$$p_4 + \rho \cdot \frac{v^2}{2} = p_2 + \rho \cdot \frac{v_2^2}{2} \quad [3.6]$$

Figura 3.4



La variación de presión en el disco, teniendo en cuenta [3.5] y [3.6], puede expresarse de la siguiente forma²:

$$\Delta p = p_3 - p_4 = \rho \cdot \frac{v_1^2 - v_2^2}{2} \quad [3.7]$$

La fuerza axial F en la dirección del viento sobre el disco actuator de sección A perpendicular al flujo viene dada por:

$$F = \Delta p \cdot A = \rho \cdot A \cdot \frac{v_1^2 - v_2^2}{2} \quad [3.8]$$

Según el teorema de la cantidad de movimiento, esta fuerza será igual a la variación de la cantidad de movimiento de la corriente de aire, es decir³:

$$F = F_3 - F_4 = \dot{m} \cdot (v_1 - v_2) \quad [3.9]$$

Sustituyendo [3.3] en la expresión anterior se obtiene:

$$F = \rho \cdot A \cdot v \cdot (v_1 - v_2) \quad [3.10]$$

Igualando [3.8] con [3.10] se obtiene la velocidad en la sección del disco actuator:

$$v = \frac{1}{2} \cdot (v_1 + v_2) \quad [3.11]$$

Como puede verse, la deceleración del viento se reparte a medias entre el tramo aguas arriba y el tramo aguas abajo del disco actuator. Se define como "factor de inducción axial a" a la relación entre:

$$a = \frac{v_1 - v}{v_1} = 1 - \frac{v}{v_1} \quad [3.12]$$

que representa la disminución de la velocidad frente al disco. A partir de [3.12], teniendo en cuenta [3.11], se puede expresar la velocidad v en el plano del disco y la velocidad v_2 en la salida del tubo de flujo en función del factor de inducción axial a y de la velocidad en la entrada v_1 :

$$v = v_1 - a \cdot v_1 = (1 - a) \cdot v_1 \quad [3.13]$$

$$v_2 = 2 \cdot v - v_1 = 2 \cdot (1 - a) \cdot v_1 - v_1 = (1 - 2a) \cdot v_1 \quad [3.14]$$

La potencia captada por las palas puede expresarse como el producto de la fuerza ejercida por el viento F por su velocidad incidente v:

$$P = F \cdot v = \left(\rho \cdot A \cdot v \cdot (v_1 - v_2) \right) \cdot v \quad [3.15]$$

¹ En dinámica de fluidos, la ecuación de Bernoulli representa una simplificación de las ecuaciones de Navier-Stokes —en el caso de fluidos no viscosos (es decir, fluidos en los que la viscosidad es despreciable) resultante de la integración a lo largo de una línea de flujo—, describiendo el movimiento de un fluido a lo largo de esta línea.

² La velocidad del viento disminuye de forma continua desde la sección 1 a la entrada del tubo de flujo, hasta la sección 2 a la salida. Por tanto, en el disco no hay un gradiente de velocidad como sucede con la presión. P1 y P2 son iguales a la presión atmosférica.

³ $F = \frac{d(m(t) \cdot v(x, t))}{dt} = \frac{\partial m(t)}{\partial t} \cdot v(x, t) + m(t) \cdot \frac{\partial v(x, t)}{\partial t}$
Dado que por hipótesis el viento es estacionario, la derivada de la velocidad respecto al tiempo es cero, de donde se obtiene [3.9].

Teniendo en cuenta [3.11], la expresión anterior puede formularse como:

$$P = \left(\rho \cdot A \cdot \frac{v_1 + v_2}{2} \right) \cdot \left(\frac{v_1^2 - v_2^2}{2} \right) \quad [3.16]$$

Como puede apreciarse, la potencia que se extrae del viento es proporcional al flujo de masa que atraviesa el rotor y a la diferencia de energía cinética entre la sección de entrada y la de salida. Teniendo en cuenta las expresiones [3.13-3.14], la potencia captada también puede formularse como:

$$P = 2 \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \cdot a \cdot (1-a)^2 \quad [3.17]$$

de donde puede observarse que la potencia varía:

- de forma proporcional a la densidad ρ de la masa de aire incidente, razón por la cual hay una disminución de la potencia extraída en los climas cálidos o de montaña;
- de forma proporcional al área A de rotor, y esta área aumenta al incrementar la longitud de las palas;
- con el cubo de la velocidad del viento a la entrada, lo que explica el interés por la instalación de aerogeneradores en lugares con buen recurso eólico;
- con la velocidad del viento a la salida v_2 a través del factor de inducción axial a .

En concreto, hay un valor óptimo de la velocidad de salida v_2 , al cual corresponde la máxima extracción de potencia.

Este valor se obtiene derivando P con respecto a " a " e igualando a cero la derivada que se obtiene. Se tiene:

$$\frac{\partial P}{\partial a} = 2 \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \cdot (3 \cdot a^2 - 4 \cdot a + 1) \quad [3.18]$$

$$\frac{\partial P}{\partial a} = 0 \Rightarrow 3 \cdot a^2 - 4 \cdot a + 1 = 0 \quad [3.19]$$

Resolviendo esta ecuación de 2.º grado se obtienen dos posibles valores de a :

- 1, que no tiene sentido, pues a partir de [3.14] implicaría una velocidad de salida negativa;
- 1/3, que corresponde a una velocidad de salida de un tercio de la de entrada.

Para $a = 1/3$, la potencia máxima extraída del viento será (de 3.17):

$$P_{\max} = \frac{8}{27} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \quad [3.20]$$

3.2.1 Coeficiente de potencia C_p

Se define el *coeficiente de potencia $C_p(a)$* (o *coeficiente de eficiencia*) como la relación entre la potencia extraída y la potencia disponible del viento:

$$C_p(a) = \frac{P}{P_{\text{disp}}} = \frac{2 \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \cdot a \cdot (1-a)^2}{\frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot v_1^3} = 4 \cdot a \cdot (1-a)^2 \quad [3.21]$$

Tomando $a = 1/3$ se obtiene el máximo teórico

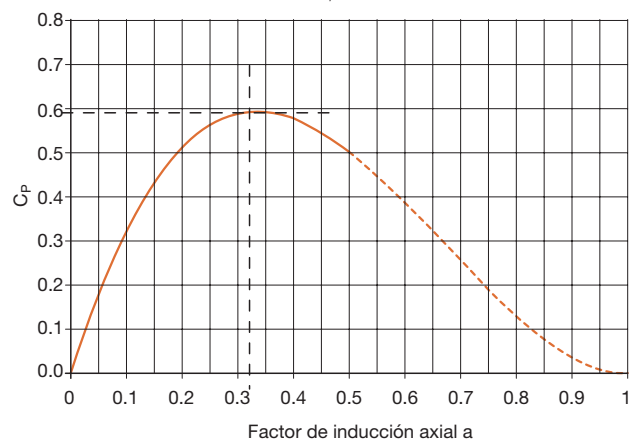
$$C_{p,\max} = \frac{16}{27} = 0.59 \text{ que se conoce normalmente como}$$

"*Límite de Betz*" y que expresa el siguiente concepto fundamental:

"La máxima potencia teórica extraíble de una corriente de aire con un aerogenerador ideal no puede superar el 59% de la potencia disponible del viento incidente".

Como se puede ver en el gráfico de la figura 3.5, el coeficiente de potencia C_p crece primero con el factor de inducción axial a , hasta alcanzar el máximo en $a = 1/3$ y luego disminuye hasta $a = 1/2$, donde la velocidad de salida se iguala a cero. La parte correspondiente a $a > 1/2$ no tiene sentido físico, pues implicaría una velocidad negativa en la sección de salida.

Figura 3.5 - Coeficiente de potencia C_p



En la práctica, hay tres efectos que disminuyen el coeficiente máximo de potencia alcanzable:

- la rotación de la estela detrás del rotor;
- el número finito de palas;
- la resistencia aerodinámica no nula.

En cualquier caso, con los aerogeneradores actuales se consiguen valores de $C_p \cong 0.5$, no lejos del límite teórico de Betz.

Puesto que la potencia extraída por un aerogenerador en función del coeficiente de potencia C_p y de la potencia disponible del viento viene dada por:

$$P = C_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \quad [3.22]$$

La potencia eléctrica generada se podrá calcular a partir de:

$$P_e = \eta_e \cdot \eta_m \cdot C_p \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \quad [3.23]$$

Donde:

- η_m es el rendimiento mecánico global de toda la transmisión, desde el rotor hasta el generador eléctrico pasando por el multiplicador;
- η_e es el rendimiento del generador eléctrico.

Se puede calcular el diámetro de rotor de un aerogenerador de eje horizontal⁴ para obtener una potencia eléctrica P_e a partir de una determinada potencia disponible de viento y de un coeficiente de potencia C_p , sabiendo que:

$$A = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \quad [3.24]$$

Sustituyendo [3.24] en [3.23] y despejando el diámetro D , se obtiene:

$$D = \sqrt{\frac{8 \cdot P_e}{\eta_e \cdot \eta_m \cdot \pi \cdot C_p \cdot \rho \cdot v_1^3}} \quad [3.25]$$

Por ejemplo, un aerogenerador de 50 kW tiene un diámetro de unos 15 m, mientras que otro de 5 MW alcanza diámetros de 120 m, como puede verse en la figura 3.6 que representa el crecimiento de las dimensiones de las turbinas comerciales desde los años ochenta hasta la actualidad.

Habitualmente el C_p declarado por los fabricantes no incluye solo la fracción de potencia que el viento transmite al rotor, sino también los rendimientos de todas las conversiones energéticas (incluso los auto-consumos de los sistemas auxiliares), tal como puede verse en la figura 3.7.

⁴ En los aerogeneradores Darrieus, el cálculo de las dimensiones del rotor es más complejo, ya que comporta la resolución de integrales elípticas. Sin embargo, aproximando la forma de las palas por una parábola, puede expresarse [3.24] como:

$$A = \frac{2}{3} \cdot L \cdot H$$

donde:
 L diámetro máximo del rotor (en el centro)
 H altura de rotor.

Figura 3.6

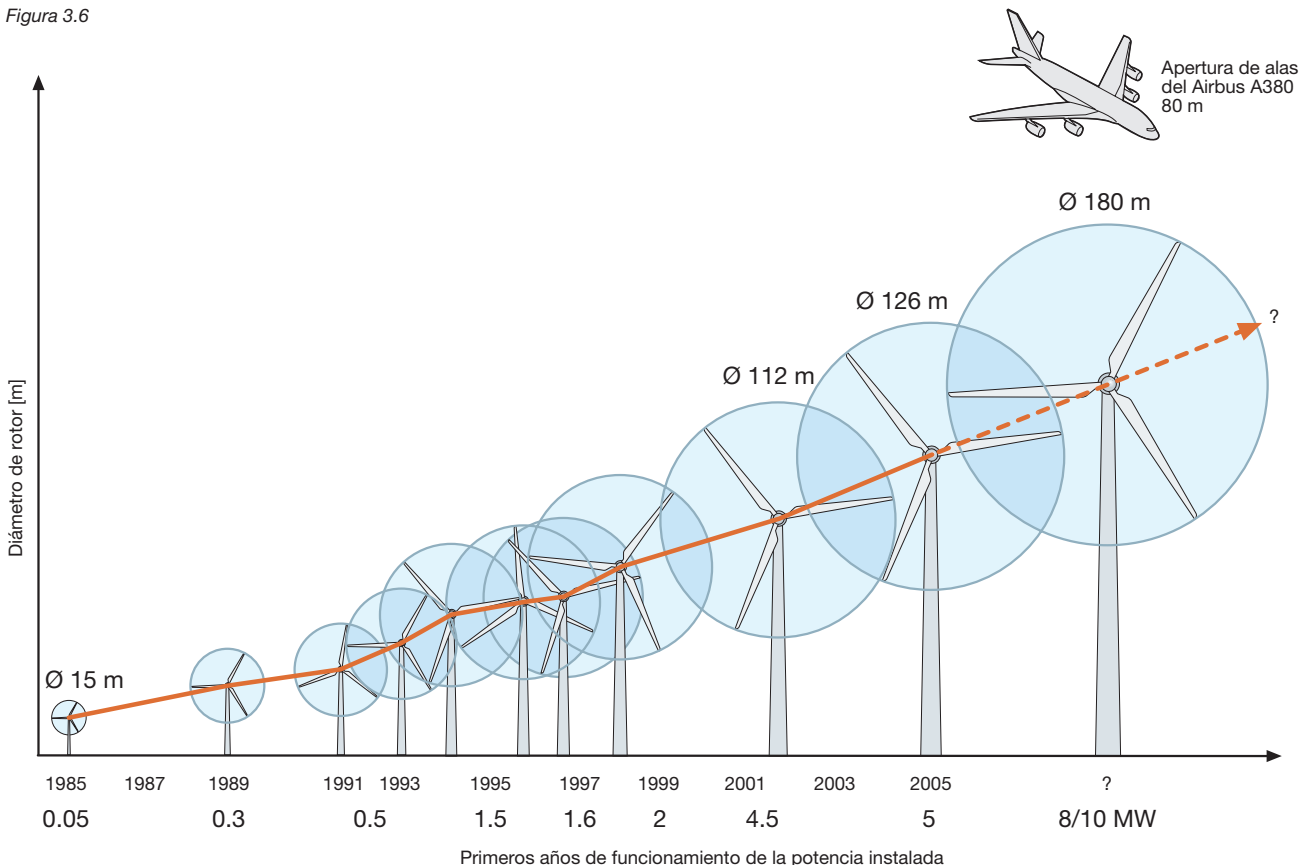
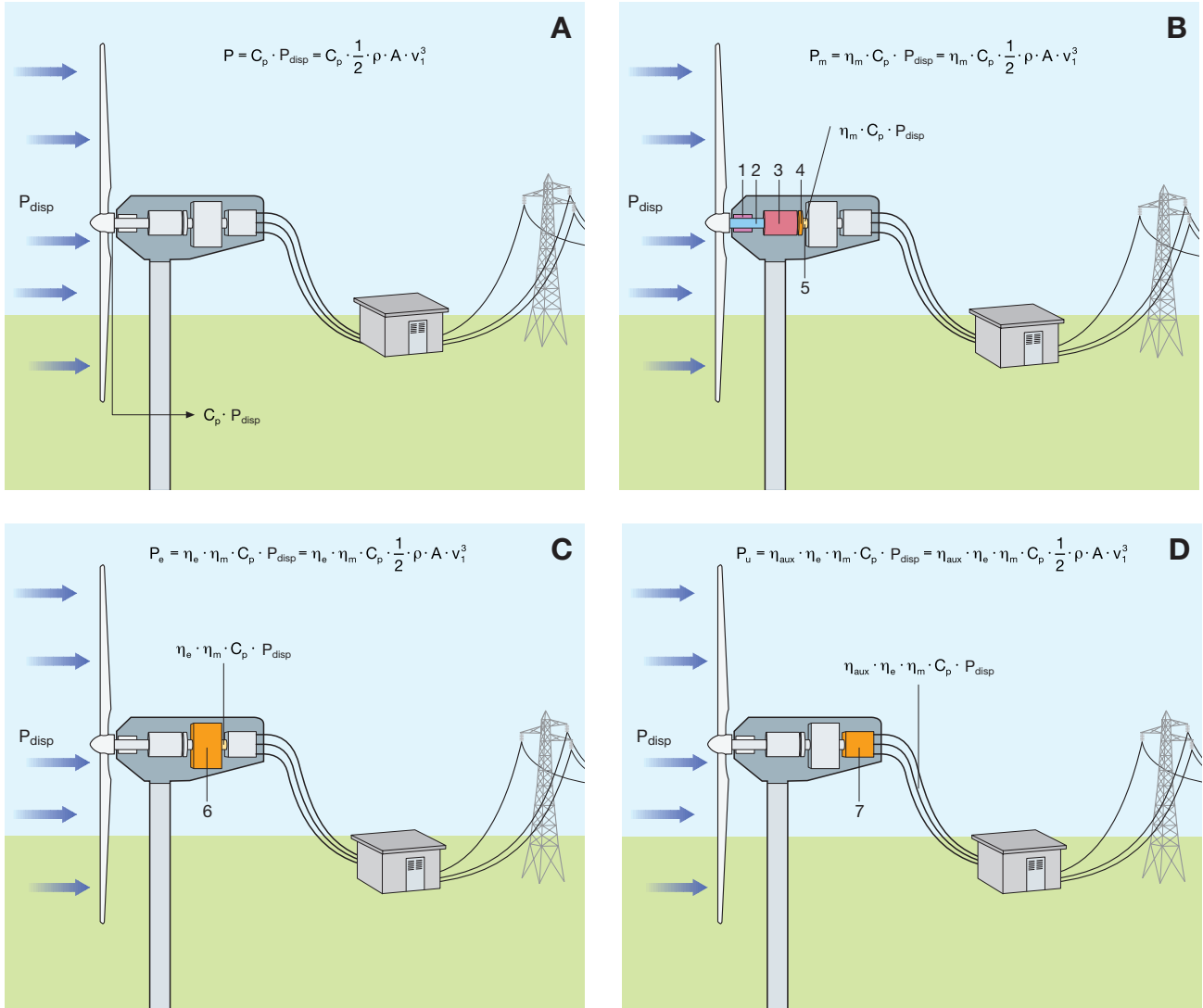


Figura 3.7 - Rendimientos de un aerogenerador



- | | |
|---|------------------------|
| 1. Soporte rodamientos | 5. Eje alta velocidad |
| 2. Eje baja velocidad | 6. Generador |
| 3. Multiplicador | 7. Sistemas auxiliares |
| 4. Frenos y sistema control orientación | |

La potencia proporcionada por un aerogenerador según [3.22] puede, en la práctica, sufrir reducciones debidas a efectos ajenos a la propia turbina. Concretamente, puede haber pérdidas por:

- "altitud" debidas a la variación de presión; se toma como densidad de referencia estándar la que hay al nivel del mar a 15 °C⁵: la densidad disminuye con la altura a razón de casi el 1% cada 100 m de altura;
- "altitud" debidas a la temperatura; al aumentar la temperatura del emplazamiento de la instalación, la densidad disminuye alrededor del 3% con cada incremento de 10 °C;

- "efecto estela", que se produce en los parques eólicos debido a la interferencia aerodinámica entre los distintos aerogeneradores;
- congelación o suciedad en las palas; se reduce su eficiencia aerodinámica.

⁵ La densidad del aire varía en función de la presión y la temperatura según la ley de los gases perfectos. Puesto que la presión y la temperatura varían con la altitud de la instalación, su combinación influye en la densidad del aire, la cual puede obtenerse de la siguiente expresión simplificada (válida hasta 6000 m de altura):

$$\rho = \rho_0 - 1.194 \cdot 10^{-4} \cdot H$$

donde:

ρ_0 es la densidad estándar a nivel del mar
 H es la altura en metros s.n.m. del emplazamiento.

3.2.2 Coeficiente de empuje C_e

Además del coeficiente C_p , se define también el *coeficiente de empuje* C_e como la relación entre la fuerza ejercida sobre el disco actuador y la fuerza disponible del viento:

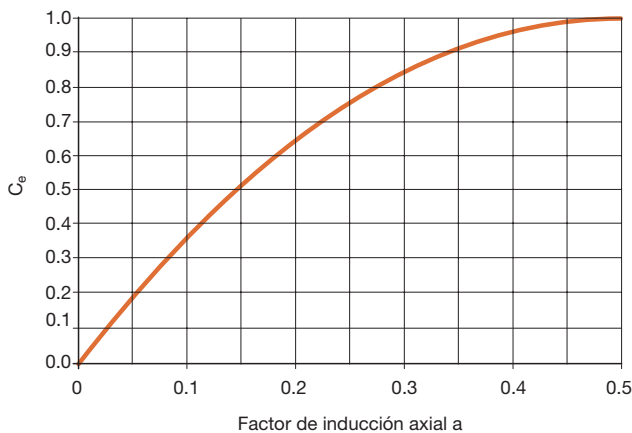
$$C_e = \frac{F}{F_{disp}} = \frac{P/v}{P_{disp}/v_1} = \frac{2 \cdot \rho \cdot A \cdot a \cdot (1-a) \cdot v_1^2}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^2} = 4 \cdot a \cdot (1-a) \quad [3.26]$$

El valor máximo del coeficiente de empuje se obtiene igualando a cero su derivada respecto a "a", es decir:

$$\frac{dC_e}{da} = 4 \cdot (1-2a) = 0 \Rightarrow a = \frac{1}{2} \quad [3.27]$$

Por tanto, como puede verse también en la figura 3.8, el empuje máximo sobre el disco actuador se obtiene al hacer la velocidad de salida igual a cero.

Figura 3.8 - Coeficiente de empuje C_e

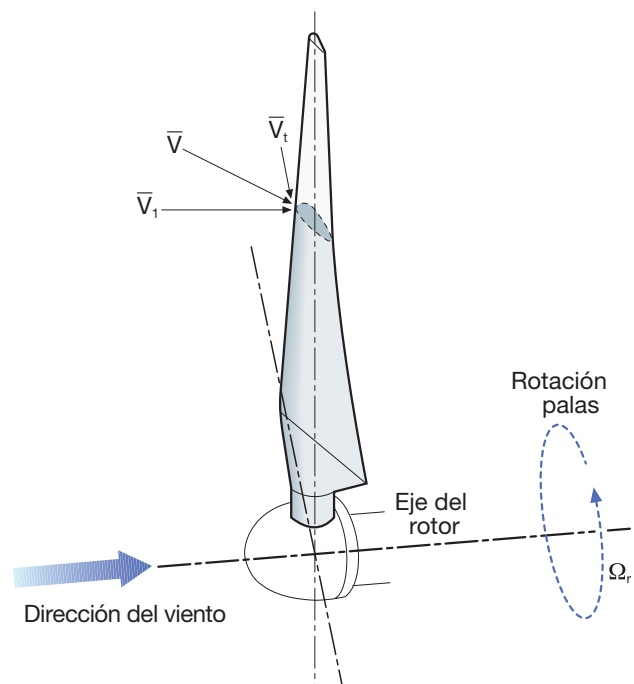


3.3 Análisis aerodinámico de la pala

Una pala es esencialmente una ala sobre la cual actúan dos flujos de aire los cuales dependen de (figura 3.9):

1. El viento que circula por el tubo de flujo con velocidad \bar{v}_1 paralela al eje del aerogenerador;
2. La rotación de la propia pala que crea una componente de velocidad de arrastre \bar{v}_t perpendicular a la velocidad anterior.

Figura 3.9



Asumiendo que la componente 1 es igual en toda la sección del tubo de flujo, a una distancia r del buje la componente 2 viene dada por:

$$\bar{v}_t = -\bar{\Omega} \cdot r \quad [3.28]$$

Donde $\bar{\Omega}$ es la velocidad angular de rotación del rotor [rad/s]. Por lo tanto, la velocidad total del flujo de aire que lame la pala (en el sistema de referencia integrado en la propia pala) viene dada por la suma vectorial de dos componentes, es decir:

$$\bar{v} = \bar{v}_1 + \bar{v}_t \quad [3.29]$$

Cuyo módulo es:

$$v = \sqrt{v_1^2 + v_t^2} = \sqrt{v_1^2 + (\Omega \cdot r)^2} \quad [3.30]$$

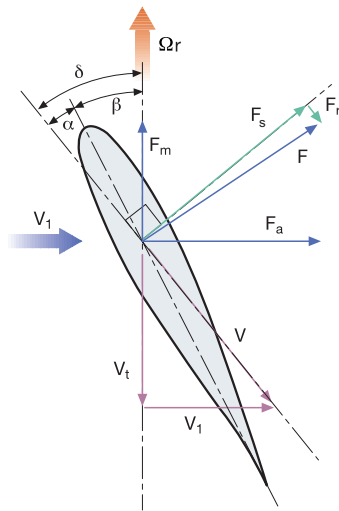
Como puede verse, la velocidad del flujo de aire incidente sobre la pala aumenta con la velocidad de rotación de la misma.

3.3.1 Fuerzas de sustentación y de resistencia

La consecuencia del flujo de aire resultante (v) sobre el perfil de ala de la pala es la creación de dos fuerzas aerodinámicas que se definen como (figura 3.10):

- *fuerza de sustentación*⁷ F_s perpendicular a la dirección del flujo de aire resultante
- *Fuerza de resistencia*⁸ F_r paralela a la dirección del flujo de aire resultante

Figura 3.10



donde:

α *ángulo de ataque o de incidencia*, que es la diferencia angular entre la dirección del flujo de aire resultante y la cuerda máxima de la sección de la pala;

β *ángulo de paso*, que es la diferencia angular entre el plano de rotación del eje de la pala y la cuerda máxima de la sección de esta;

$\delta = \alpha + \beta$ *ángulo constructivo*.

En una pala eólica, como en todo perfil de ala, cuanto menor sea la fuerza de resistencia con respecto a la fuerza de sustentación, mayor será su eficiencia E ($E = \frac{C_a}{C_b}$).

La sustentación y la resistencia se expresan, respectivamente, mediante las siguientes fórmulas:

$$F_s = \frac{1}{2} \cdot C_a \cdot A \cdot \rho \cdot v^2 \quad [3.31]$$

$$F_r = \frac{1}{2} \cdot C_b \cdot A \cdot \rho \cdot v^2 \quad [3.32]$$

donde:

v es la velocidad aparente del viento incidente sobre el perfil de la pala;

ρ es la densidad del aire;

A es la superficie de la pala;

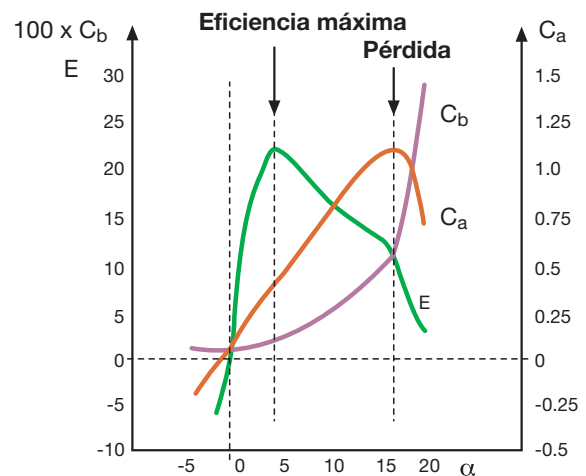
C_a es el coeficiente de sustentación;

C_b es el coeficiente de resistencia.

En la figura 3.11 se representan las curvas de los coeficientes C_a y C_b en función del ángulo de ataque. En condiciones de pérdida, la eficiencia E del perfil de ala se reduce considerablemente y el comportamiento aerodinámico se vuelve inestable, formándose una estela turbulenta.

Como puede observarse en la figura 3.11, el coeficiente de sustentación C_a es aproximadamente proporcional al ángulo de ataque para valores de este inferiores a 15° y, a diferencia del coeficiente de resistencia C_b , el de sustentación puede ser negativo de manera que la fuerza de sustentación puede invertirse (sustentación negativa).

Figura 3.11



Descomponiendo las fuerzas de sustentación y de resistencia en las direcciones paralela y perpendicular al eje del aerogenerador se obtienen (figura 3.10):

- la componente de la *fuerza motriz* F_m útil para la generación del par en el eje principal⁹ $F_m = F_s \cdot \text{sen}\delta - F_r \cdot \text{cos}\delta$;
- la componente de la *fuerza axial* F_a , que no genera par útil, pero sí tensión sobre el rotor $F_a = F_s \cdot \text{cos}\delta + F_r \cdot \text{sen}\delta$.

⁷ En un avión, esta es la fuerza que hace que ascienda.

⁸ En un avión, esta es la fuerza en sentido contrario al flujo de aire que se opone al movimiento.

⁹ Multiplicando la fuerza F_m por la distancia equivalente al buje y por el número de palas se obtiene el par transmitido al eje.

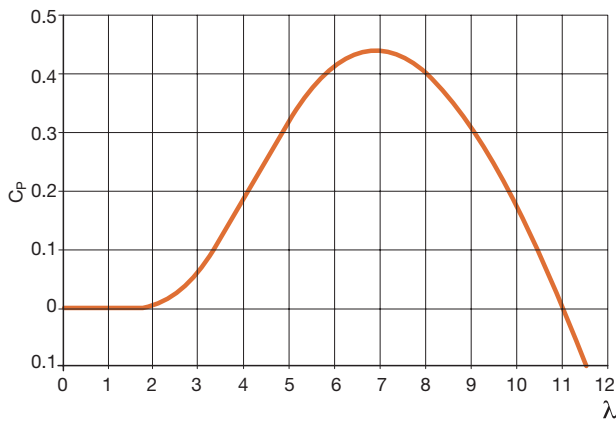
3.3.2 Velocidad específica (TSR)

Las características aerodinámicas de una pala generalmente se definen mediante la relación TSR- C_p (figura 3.12). La velocidad específica (TSR, Tip Speed Ratio), identificada por λ , se define como la relación entre la velocidad tangencial en el extremo de la pala y la velocidad del viento a la entrada del tubo de flujo:

$$\lambda = \frac{v_t}{v_1} = \frac{\Omega \cdot R}{v_1} \quad [3.33]$$

donde R es el radio del rotor.

Figura 3.12 - Relación λ - C_p ($\beta = 1^\circ$)

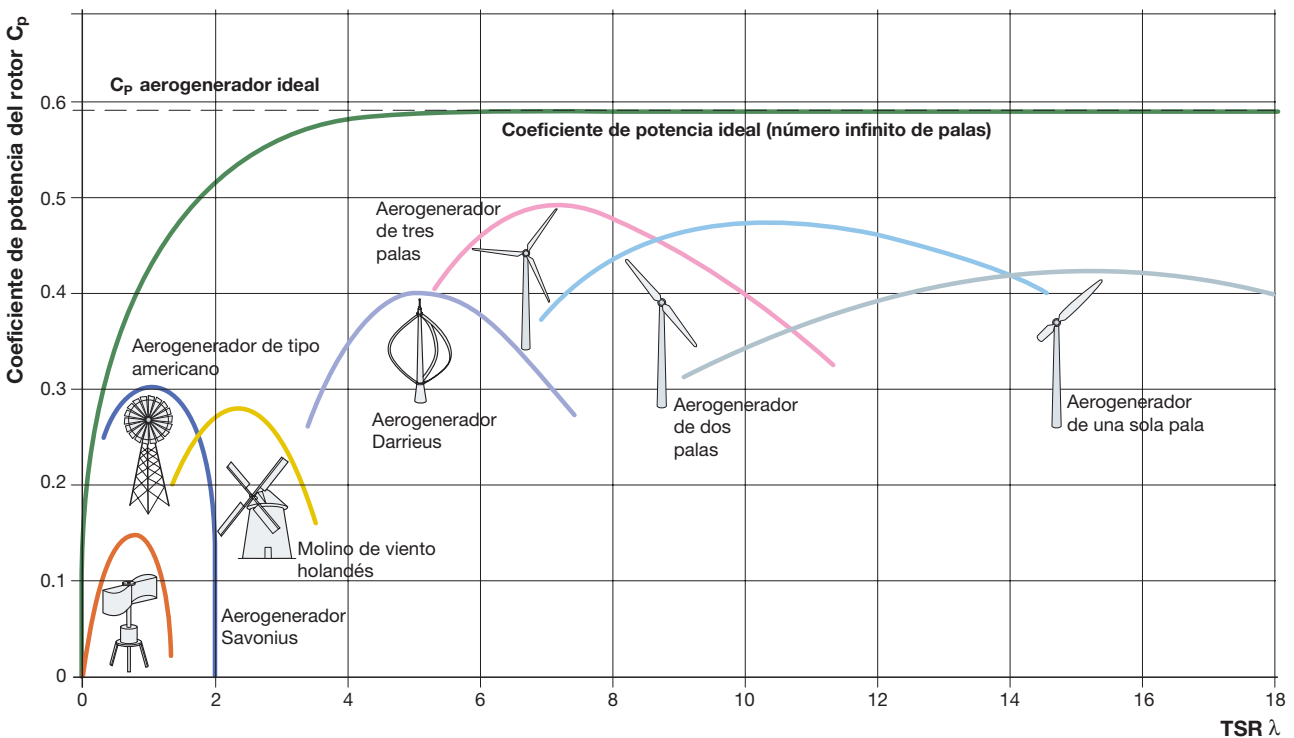


Para una pala dada, la relación λ - C_p depende del ángulo de paso. Manteniendo constante el ángulo de paso se pueden hacer las siguientes consideraciones:

- Hay un único valor de TSR para el cual la eficiencia de conversión es máxima (C_{pmax}) y que depende del tipo de pala;
- al cambiar la velocidad del viento v_1 , si se quiere mantener la TSR constante e igual al valor para el cual se tiene C_{pmax} , hay que cambiar también la velocidad de rotación de las palas (tal como se explica en el siguiente capítulo);
- para valores bajos de TSR se tiene una reducción de la sustentación y un aumento de la resistencia hasta llegar a la condición de pérdida;
- para valores elevados de TSR se tiene una reducción tanto de la sustentación como de la resistencia, en lo que se conoce como condición "de fuga"¹⁰;
- la TSR óptima depende del número n de palas y cuanto menor es este, más rápidamente deben girar para extraer la máxima potencia del viento (TSR aumenta);
- la forma de la curva de la relación TSR- C_p depende del tipo de aerogenerador (figura 3.13).

¹⁰ En otras palabras, para valores elevados de TSR, las palas giran tan rápido que se convierten en una pared frente al viento incidente de manera que este, en lugar de cruzarlas, las esquiva, con la consiguiente anulación de la potencia extraída.

Figura 3.13



Se definen como "aerogeneradores rápidos" aquellos que poseen una TSR óptima elevada, mientras que los "aerogeneradores lentos" son los de TSR óptima baja. En la tabla 3.1 se dan los valores de velocidad tangencial periférica y angular (calculadas según [3.33]) para diferentes tipos de aerogeneradores y con una velocidad del viento de 7 m/s, valores calculados mediante sus TSR óptimas obtenidas de la figura 3.13. Como puede deducirse de los valores de la tabla 3.1, los aerogeneradores de eje horizontal son rápidos, ya que tienen una elevada velocidad tangencial periférica, incluso teniendo una velocidad angular reducida, dado que el radio del rotor generalmente es mucho mayor que el de las turbinas de eje vertical.

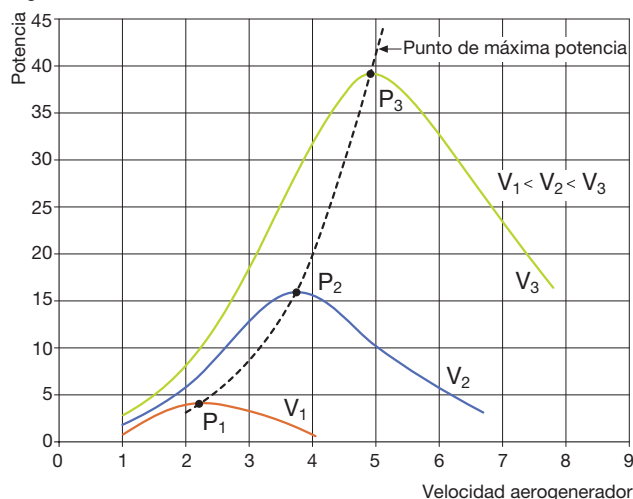
Tabla 3.1

Tipo de aerogenerador	TSR óptima λ	Velocidad tangencial V_t [m/s]	Radio del rotor R [m]	Velocidad angular Ω [rpm]
VAWT Savonius	1	7	1	67
VAWT Darrieus	5	35	1.5	223
HAWT bipala	10	70	28	24
HAWT tripala	7	49	45	10

Con el fin de maximizar la energía producida anualmente con el funcionamiento del aerogenerador, el coeficiente de potencia C_p debería mantenerse en su valor máximo tanto tiempo como fuera posible, aunque variase la velocidad del viento.

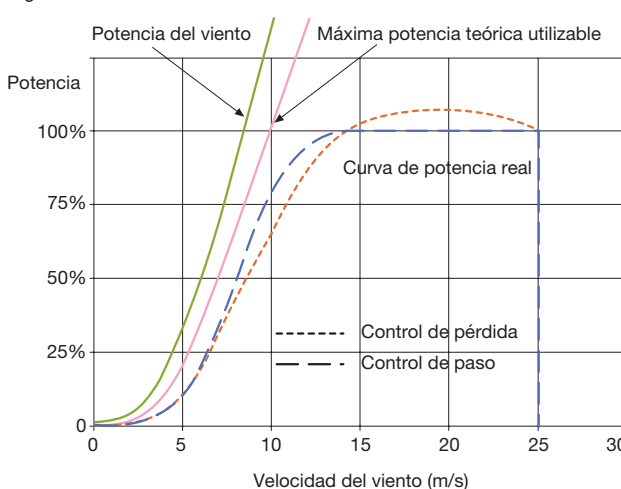
Para ello, la velocidad de rotación del rotor debería variar para mantener la TSR en el valor que maximiza el C_p . En la figura 3.14 se muestran las curvas de potencia producida en función de la velocidad del rotor, tomando como parámetro la velocidad del viento: para maximizar la producción energética, un aerogenerador debería girar a la velocidad a la cual corresponde al valor máximo de potencia producida para cualquier velocidad del viento en el lugar de instalación.

Figura 3.14



En la figura 3.15 se comparan, en función de la velocidad del viento, la curva de potencia disponible de la vena fluida, la curva ideal del límite teórico de Betz de la potencia máxima extraíble, y las curvas reales de potencia generada en una turbina de control pasivo de pérdida y en una de regulación del ángulo de paso. Como puede observarse, mediante el control de este ángulo, una vez alcanzada la potencia nominal del generador eléctrico es posible mantenerse en valores muy próximos a esta hasta llegar a la velocidad de desconexión.

Figura 3.15



4 Productividad energética

4.1 Distribución de Weibull

Para estimar la productividad energética de un aerogenerador no es suficiente con conocer la velocidad media del viento en un lugar.

Igualmente importante es disponer de los datos que muestren el histograma de la duración porcentual de las diversas velocidades del viento, tomados durante un período determinado (p. ej. un año) y que generalmente corresponden a valores medios en un intervalo de 10 min, medidos mediante torres anemométricas. Concretamente, en el histograma de la figura 4.1 se indica el porcentaje de tiempo para el cual la velocidad efectiva es superior a la dada.

Figura 4.1 - Histograma de duraciones porcentuales de velocidad del viento

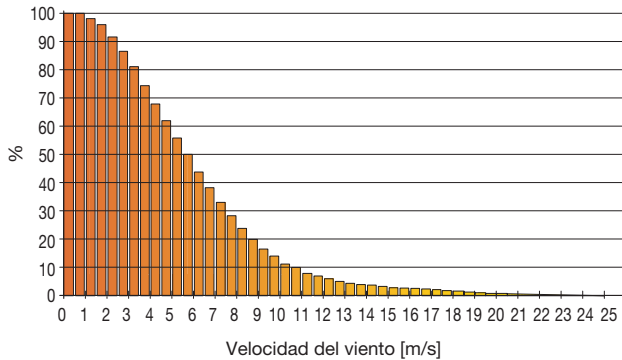


Figura 4.2 Anemómetro



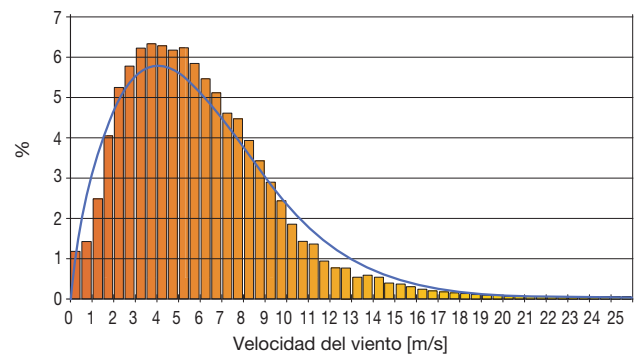
Anemómetro situado sobre una torre anemométrica



A partir del histograma de la figura 4.1 se puede obtener el histograma estadístico de frecuencias de la velocidad del viento.

La distribución temporal de velocidades del viento de un lugar suele describirse utilizando la función de distribución estadística de Weibull¹, ya que es la que más se aproxima a la frecuencia de distribución de velocidades medias del viento del histograma anterior (figura 4.3).

Figura 4.3 - Histograma de frecuencias de velocidad del viento

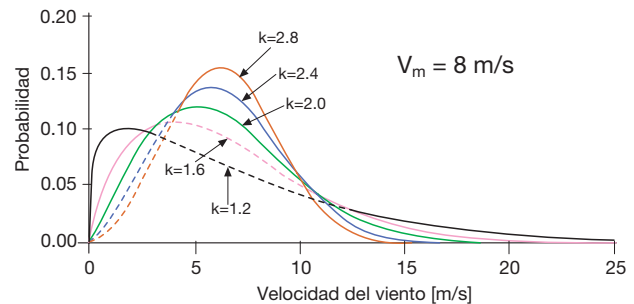


La distribución de Weibull, que por tanto describe anemológicamente un lugar, queda totalmente determinada conociendo únicamente dos parámetros:

- el factor de escala A ;
- el factor de forma k .

El factor de escala (A), expresado en m/s, se relaciona de forma directa con la velocidad media. El factor de forma (k), adimensional, modifica la simetría de la distribución: valores cercanos a 1 corresponden a distribuciones muy asimétricas, mientras que valores elevados ($k > 2-3$) corresponden a distribuciones simétricas, similares a las de Gauss² (figura 4.4).

Figura 4.4 - Curvas de Weibull para diferentes valores de k



¹ Por el nombre del matemático sueco Waloddi Weibull, que la describió en 1951. Para un determinado valor de velocidad escalar v , la función de densidad de probabilidad viene dada por:

$$f(v) = \frac{k}{A} \cdot \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{v}{A}\right)^k\right]$$

² Para $k = 1$ se tiene la distribución exponencial, mientras que para $k = 2$ se tiene la distribución de Rayleigh, que puede usarse para estimaciones aproximadas cuando solo se disponga de la velocidad media

El factor de forma (k) representa físicamente la "dispersión" de los valores de velocidad en torno a la velocidad media; concretamente, cuanto mayor es el valor de k , menor será la dispersión en torno al valor medio.

El factor k toma valores distintos en función de la morfología del terreno y del régimen de vientos del lugar. En la tabla 4.1 se dan valores típicos de k para distintas morfologías del terreno³.

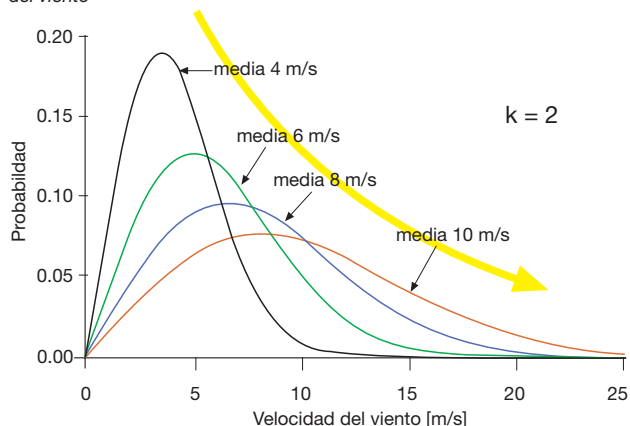
Tabla 4.1

Factor de forma k	Morfología del terreno	Régimen de vientos
1.2-1.7	Lugares montañosos	Muy variable
1.8-2.5	Grandes llanuras – Colinas	Variable
2.5-3.0	Campo abierto	Bastante regular
3.1-3.5	Zonas costeras	Regular
3.5-4.0	Islas	Muy regular

La ventaja de disponer de los factores de escala y forma es que permite hacer valoraciones posteriores de productividad de gran fiabilidad y sin necesidad de datos en bruto. De hecho, los dos parámetros A y k engloban eficazmente las propiedades estadísticas de toda la serie temporal.

Puesto que A está vinculado a la velocidad media, para estimar la productividad de un aerogenerador, además del factor de forma, es necesario conocer la velocidad media del viento a la altura del buje respecto al suelo en el lugar de instalación, tal como se indica en la figura 4.5.

Figura 4.5 - Curvas de Weibull para diferentes valores de velocidad media del viento



En el ejemplo siguiente se muestra de forma sencilla la razón por la cual no basta con saber la velocidad

media del viento para calcular la productividad energética de un aerogenerador:

- **caso 1**
10 días de viento continuo a una velocidad de 5 m/s (velocidad media: 5 m/s)
- **caso 2**
10 días de los cuales 5 son de viento continuo a una velocidad de 10 m/s y 5 son sin viento (velocidad media: 5 m/s)

Suponiendo que se quiera instalar un aerogenerador tri-pala con diámetro de rotor de 90 m y un coeficiente $C_p = 0.43$ (densidad del aire $\rho = 1.225 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$)

- **caso 1**
$$P_e = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot v^3 = \frac{1}{2} \cdot 0.43 \cdot 1.225 \cdot \frac{\pi \cdot 90^2}{4} \cdot 5^3 = 209 \text{ kW}$$

$$E_e = P_e \cdot t = 209 \cdot 24 \cdot 10 = 50 \text{ MWh}$$

- **caso 2**
$$P_e = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot v^3 = \frac{1}{2} \cdot 0.43 \cdot 1.225 \cdot \frac{\pi \cdot 90^2}{4} \cdot 10^3 = 1700 \text{ kW}$$

$$E_e = P_e \cdot t = 1700 \cdot 24 \cdot 5 = 201 \text{ MWh}$$

Como puede verse en el ejemplo, incluso con la misma velocidad media de 5 m/s, el aerogenerador produce 4 veces más electricidad en 5 días en el caso 2 que en diez días en el caso 1.

4.2 Influencia de la altura sobre el suelo

En el apartado anterior se ha considerado la frecuencia de velocidades del viento para una altura dada sobre el suelo, que es el producto típico de una torre anemométrica. Sin embargo, dado que la altura efectiva del buje del aerogenerador que se quiere instalar difiere normalmente de aquella a la que operan los anemómetros, es importante definir las características de la variación del viento según la altura sobre el suelo.

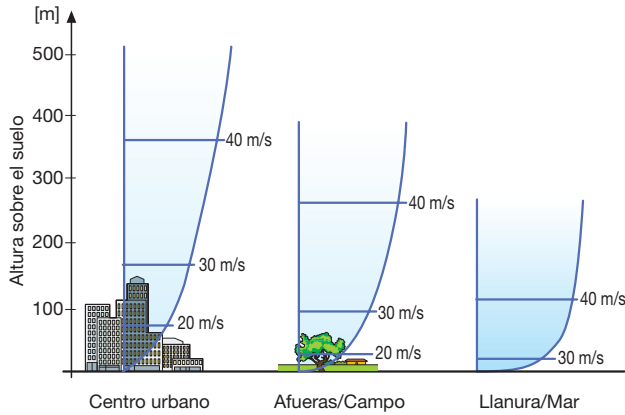
Así pues, la fricción entre el aire y el terreno frena al viento en las proximidades del suelo, provocando un perfil de velocidad en función de la altura, conocido también como capa límite. La variación de la velocidad con la altura depende en gran medida de la naturaleza del terreno (rugosidad) y de los obstáculos que este presente (edificios, árboles, rocas, etc.), como se ilustra en la figura 4.6.

Puede apreciarse que a la altura típica de instalación de los aerogeneradores hay una considerable variación de velocidad en función del tipo de emplazamiento (en la figura se toma como hipótesis una velocidad nula a ras de suelo).

³ Media italiana $k = 1.4 - 1.5$.

A gran altura sobre el suelo (1500 - 2000 m), el efecto del mismo es despreciable y la velocidad del viento está sujeta solo a las condiciones meteorológicas.

Figura 4.6 - Perfil vertical del viento



La expresión [4.1] permite calcular el perfil de velocidad del viento en función de la altura, dando la velocidad v_i a la altura i , siempre que se conozca la velocidad v_0 a la altura z_0 (mediante medidas anemométricas) y la rugosidad del terreno α :

$$v_i = v_0 \cdot \left(\frac{z_i}{z_0}\right)^\alpha \quad [4.1]$$

En un análisis preliminar, pueden tomarse como valores indicativos del coeficiente α los que se dan en la tabla 4.2.

Tabla 4.2

Coefficiente α	Descripción
0.09	Mar en calma
0.12	Zonas agrícolas abiertas con presencia limitada de obstáculos de poca altura
0.16	Zonas agrícolas abiertas con presencia limitada de obstáculos de altura media (6 - 8 m)
0.20	Zonas agrícolas con presencia de numerosos obstáculos de altura media (6 - 8 m)
0.30	Zonas urbanas, bosques

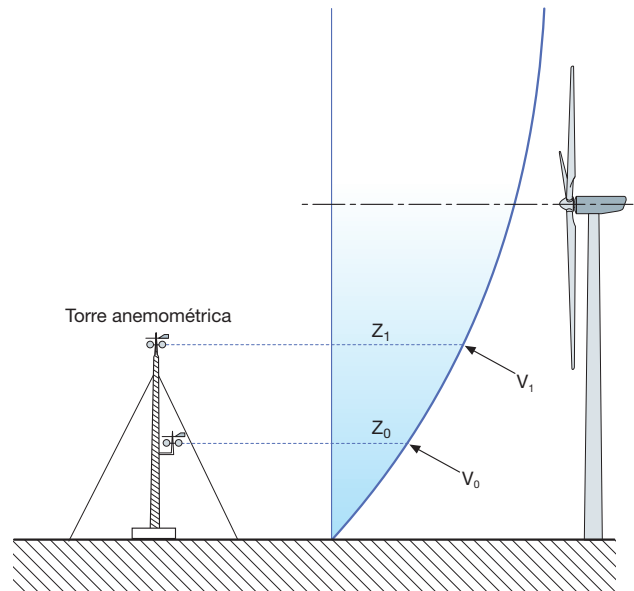
Si se dispone de los datos anemométricos v_1 y v_0 para dos alturas distintas z_1 y z_0 (figura 4.6), se puede hallar el coeficiente α del lugar en cuestión, invirtiendo la expresión [4.1] y obteniendo un cociente entre dos logaritmos en base 10⁴:

$$\alpha = \frac{\log\left(\frac{v_1}{v_0}\right)}{\log\left(\frac{z_1}{z_0}\right)} \quad [4.2]$$

Una vez calculado el valor concreto de α se puede obtener la velocidad a la altura de buje deseada (figura 4.7) aplicando de nuevo la expresión [4.1] y tomando como referencia uno de los pares de datos empíricos (v_1, z_1) o (v_0, z_0).

De este modo se puede construir el nuevo histograma de la figura 4.3, donde en el eje de abcisas se encuentran las diversas velocidades del viento a la altura del buje de las turbinas a instalar.

Figura 4.7 - Velocidad en el buje



⁴ Se utiliza la propiedad de los logaritmos que permite el cambio de base de la siguiente manera:

$$\alpha = \log_{\frac{z_1}{z_0}}\left(\frac{v_1}{v_0}\right) = \log_{\frac{z_1}{z_0}}\left(\frac{v_1}{v_0}\right) = \frac{\log \frac{v_1}{v_0}}{\log \frac{z_1}{z_0}}$$

4.3 Estimación de la productividad energética

Dado que el diseño de una instalación eólica tiene como objetivo maximizar la producción anual de electricidad [kWh], con vistas a expresarla y a hacer una estimación teórica puede usarse la distribución de Weibull para las velocidades del viento en el lugar de instalación y la curva de potencia eléctrica producida por el aerogenerador en función de la velocidad instantánea del viento.

La productividad anual puede calcularse con la siguiente expresión:

$$E = 8760 \cdot \int_0^{\infty} P(v) \cdot f(v) \cdot dv \quad [4.3]$$

donde:

- 8760 es el número de horas en un año;
- $P(v)$ es la potencia [kW] producida por el aerogenerador a la velocidad del viento v [m/s], obtenida de la curva de potencia proporcionada por el fabricante⁵;
- $f(v)$ es la función de distribución estadística de Weibull de frecuencia de velocidades del viento en el lugar de instalación [s/m].

La productividad energética total del parque eólico se obtendrá sumando la productividad de cada aerogenerador instalado y multiplicando el resultado por unos coeficientes correctores que tengan en cuenta las posibles interferencias aerodinámicas entre turbinas⁶ y las pérdidas de conexión entre las diferentes unidades y entre la instalación y la red eléctrica.

Habitualmente se expresa la productividad de un aerogenerador en "horas año equivalentes" h_{eq} según la fórmula:

$$h_{eq} = \frac{E}{P_n} \quad [4.4]$$

En teoría y de forma ideal es como si, para producir la energía estimada a lo largo del año, el aerogenerador funcionara durante un número ficticio de horas h_{eq} a la potencia nominal y permaneciera parado las restantes $(8760 - h_{eq})$ horas.

Para comparar dos aerogeneradores en términos de productividad energética no basta con comparar las horas año equivalentes, ya que podría darse que una turbina de potencia nominal superior a otra posea un número menor de horas año equivalentes.

Por consiguiente, para poder comparar es necesario referirse al criterio de *similitud*, según el cual dos aerogeneradores, aunque tengan potencias nominales distintas, son "similares" si tienen valores parecidos de "*Potencia nominal específica*" (cociente entre la potencia nominal P_n y el área del rotor). Concretamente, dos aerogeneradores similares tienen la misma productividad energética en términos de horas año equivalentes.

⁵ Esta curva debe corregirse para tener en cuenta la variación de densidad del aire debida a la altura y a la temperatura del lugar de instalación.

⁶ Los aerogeneradores se disponen en una configuración adecuada, dejando entre ellos una distancia suficiente para evitar una interferencia aerodinámica excesiva (típicamente de 3 a 7 veces el diámetro del rotor).

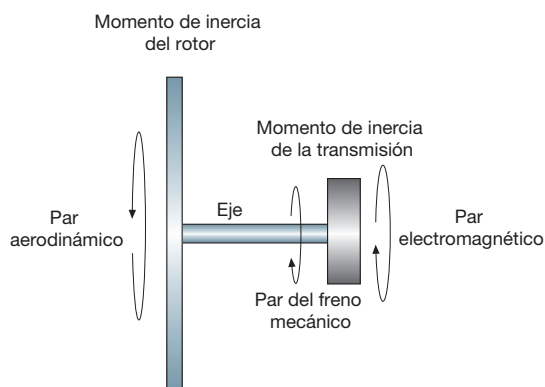
5 Sistemas de regulación

5.1 Modelo mecánico de un aerogenerador

Una aerogenerador típico puede esquematizarse de forma simplificada mediante un modelo mecánico formado por una masa rotativa con un elevado momento de inercia —representada por el rotor— y otra masa rotativa —representada por el generador—, ambas conectadas mediante el eje de rotación (figura 5.1). A este modelo mecánico se aplica el par aerodinámico que actúa sobre el rotor, el par electromagnético que actúa sobre el generador y el posible par aplicado al eje por los frenos mecánicos.

Con vientos inferiores a la velocidad nominal, los sistemas de regulación y control actúan para maximizar el par aerodinámico (y, por tanto, la potencia extraída), mientras que por encima de la velocidad nominal los sistemas de control modulan este par con el fin de mantener la velocidad de rotación dentro de límites aceptables.

Figura 5.1



En los aerogeneradores concebidos para funcionar con velocidad de rotación fija, el par del generador varía en función del par aerodinámico y la única forma de controlar el par del generador (y, por tanto, la potencia de salida) es actuar regulando el propio par aerodinámico.

En los aerogeneradores de velocidad de rotación variable, el par del generador puede variarse independientemente del par aerodinámico, por lo que la velocidad de rotación del rotor podrá controlarse actuando ya sea sobre el par aerodinámico, ya sea sobre el par del generador, con la consiguiente aceleración o deceleración del rotor.

La variación del par del generador se efectúa interponiendo un convertidor electrónico de potencia (véase el capítulo 6), que regula la fase y la frecuencia de las corrientes que circulan por los bobinados del generador.

5.2 Control del par aerodinámico

El par aerodinámico puede regularse actuando sobre la geometría del rotor, lo que modificará los valores de sustentación y de resistencia y, por consiguiente, del par motor aerodinámico.

La variación de la geometría del rotor puede llevarse a cabo regulando el ángulo de paso en toda la extensión de la pala o cambiando la geometría solamente en una parte.

Como se explicará más adelante, el ángulo de paso puede regularse tanto para disminuir como para incrementar el ángulo de ataque hacia la pérdida aerodinámica.

El control del ángulo de paso puede hacerse de forma individual, regulando el ángulo de paso de cada pala aislada, o de forma colectiva, haciendo que todas las palas se muevan con un ángulo idéntico (control de paso cíclico), de manera que el ángulo de paso en cada parte de una pala sea el mismo que el de las partes de las demás palas con el mismo ángulo de Azimut.

El primer método tiene la ventaja de permitir el control de la velocidad mediante más formas de frenado aerodinámico independientes, pero tiene el inconveniente de exigir un control muy preciso del ajuste de cada pala, con el fin de evitar diferencias inaceptables de ángulo durante el funcionamiento normal.

Para cambiar la geometría de un segmento de pala pueden usarse flaps a lo largo de la propia pala que disminuyan la sustentación y aumenten la resistencia a lo largo de su superficie.

También pueden usarse flaps en el extremo de la pala que añadan un par de sentido contrario al par motor, o deflectores que "perturben" el flujo laminar de aire alrededor de la pala, cambiando su sustentación y resistencia.

Últimamente también se han investigado métodos para modificar la aerodinámica a lo largo de la pala en respuesta a variaciones locales del flujo de aire, mediante sistemas inteligentes como el uso de chorros de aire que mejoren el "agarre" del flujo de aire a la superficie de la pala.

5.3 Estrategias de control

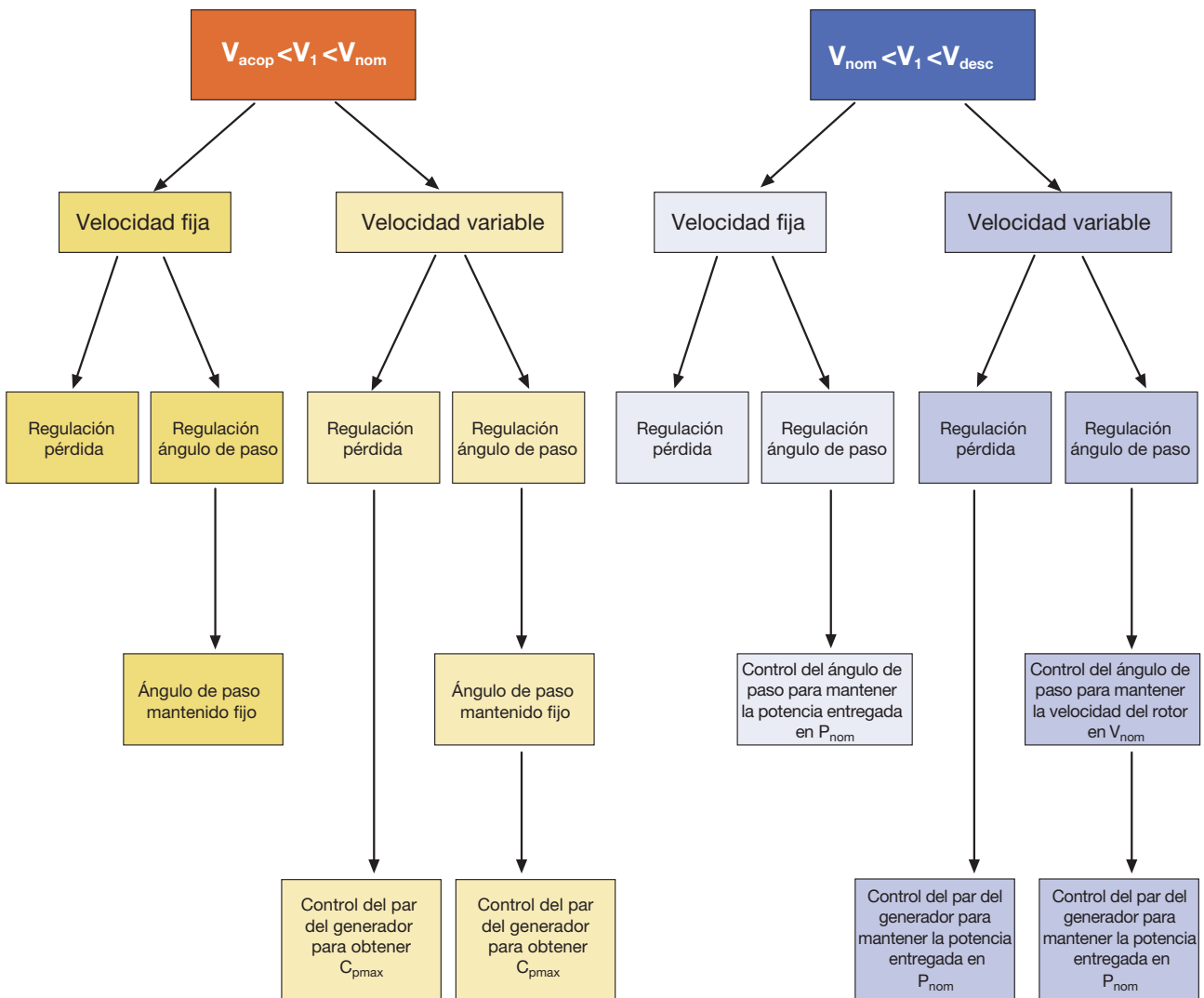
Generalmente, los objetivos de las estrategias de control de un aerogenerador son:

- maximizar la producción energética manteniendo el funcionamiento de los diversos componentes del aerogenerador dentro de unos límites de velocidad y de carga;
- evitar cargas extremas, incluidas cargas transitorias excesivas y cargas que pueden causar resonancia, minimizando los esfuerzos de fatiga;
- inyectar en la red una potencia de calidad aceptable;
- garantizar un funcionamiento seguro del aerogenerador.

Estos objetivos están condicionados por el régimen de funcionamiento del aerogenerador: de hecho, para velocidades del viento inferiores a la nominal el objetivo principal es maximizar la energía producida trabajando en el punto de máxima eficiencia de la pala, mientras que para velocidades superiores el objetivo es limitar la potencia producida manteniéndola próxima al valor nominal.

En la figura 5.2 se muestra una estrategia de control en función de la velocidad del viento para aerogeneradores de velocidad de rotación fija o variable y de regulación pasiva de pérdida o activa del ángulo de paso.

Figura 5.2



Como se verá mejor en los párrafos sucesivos, los aerogeneradores de velocidad fija y regulación pasiva de pérdida normalmente no tienen la posibilidad de un control activo, salvo usando los frenos mecánicos sobre el eje principal o conectando y desconectando el generador respecto a la red.

Los aerogeneradores de velocidad fija y regulación del ángulo de paso utilizan la variación activa de este ángulo para la puesta en marcha y para el control de la potencia producida con vientos por encima de la velocidad nominal.

Los aerogeneradores de velocidad variable generalmente utilizan el control del ángulo de paso, si disponen de él, para limitar la velocidad de rotación de las palas con vientos por encima de la velocidad nominal, mientras que utilizan el control de par del generador en todo el rango de operación de la turbina.

El modo de arranque del aerogenerador también depende de los sistemas de control disponibles. Los aerogeneradores de velocidad fija y regulación pasiva de pérdida no pueden contar con la aerodinámica para acelerar el rotor, de manera que la puesta en marcha se efectúa conectando el generador de inducción a la red como si fuera un motor hasta alcanzar la velocidad de funcionamiento.

Los aerogeneradores de velocidad fija y regulación del ángulo de paso varían este ángulo activamente para obtener un par aerodinámico que acelere el rotor hasta la velocidad de funcionamiento nominal y luego se conectan a la red.

Los aerogeneradores de velocidad variable, en cambio, utilizan la mismas formas de arranque que los de velocidad fija pero con el generador conectado a la red mediante un convertidor de potencia.

5.4 Aerogeneradores de velocidad de rotación fija

A principios de la década de los noventa, los aerogeneradores instalados eran en su mayoría de velocidad fija. Ello significa que, independientemente de la velocidad del viento incidente, el rotor gira a una velocidad prácticamente fija, establecida por la frecuencia de red, la relación del multiplicador y el número de polos del generador eléctrico. Como se verá mejor en el próximo capítulo, los aerogeneradores de velocidad fija están equipados con un motor de inducción (generalmente de jaula de ardilla) conectado directamente a la red, con un arrancador suave para reducir la corriente de arranque y un banco de condensadores para compensar la potencia reactiva.

Este tipo de aerogeneradores se diseñan para alcanzar la máxima eficiencia a una determinada velocidad del viento. No obstante, con el fin de aumentar la potencia extraída de la vena fluida, algunos aerogeneradores de velocidad fija incorporan generadores de inducción con dos bobinados en el estator: uno con más polos para actuar en regímenes de viento bajo y otro con menos para alcanzar el régimen de funcionamiento a velocidades medias y altas.

Estos aerogeneradores tienen la ventaja de ser de construcción sencilla, robustos, fiables y con un coste del equipo eléctrico moderado. Por otro lado, consumen potencia reactiva, soportan grandes esfuerzos mecánicos y su control sobre la calidad de la potencia que inyectan en la red es limitado.

Cada fluctuación de la velocidad del viento produce una fluctuación del par mecánico, que a su vez produce una fluctuación de la potencia inyectada a la red, la cual, en las redes de baja potencia de cortocircuito, causa una fluctuación de la tensión con efectos negativos para los usuarios conectados en paralelo, pudiendo ocasionar molestias a las personas debido a una posible generación de "flicker" (véase el apartado 9.3.4).

5.4.1 Regulación pasiva de la pérdida aerodinámica

Si consideramos un aerogenerador de velocidad constante, al aumentar la velocidad del viento incidente aumenta también el ángulo de ataque de las palas. Más allá de cierta velocidad, el flujo de aire empieza a separarse de la superficie externa de las palas, creando la llamada condición de pérdida. Este fenómeno se da primero en las proximidades del buje y, a medida que aumenta la velocidad del viento, progresa hacia el extremo de la pala, actuando como un mecanismo automático pasivo de regulación de la potencia.

Este tipo de regulación era ampliamente utilizado en los primeros aerogeneradores comerciales, generalmente de tres palas, ángulo de paso fijo y buje rígido, equipados con generadores asíncronos y diseñados para alcanzar la TSR óptima a velocidad de viento baja.

En estos aerogeneradores, cuando se liberan los frenos mecánicos, el rotor se pone en marcha a la velocidad de funcionamiento y, a continuación, el generador asíncrono se conecta a la red, o bien el rotor se arranca con el propio generador (funcionando como un motor asíncrono) hasta llegar a la velocidad de funcionamiento.

No obstante, el método de pérdida pasiva representaba problemas tales como vibraciones, inestabilidad y dificultad en la previsión tanto de la entrada en pérdida como del regreso al flujo laminar.

5.4.2 Regulación pasiva de la pérdida aerodinámica a dos velocidades

Algunos aerogeneradores estaban equipados de generadores asíncronos a dos velocidades, con los que era posible regular parcialmente la entrada en pérdida, mitigando el efecto de la variación de la velocidad del viento.

En cualquier caso, este sistema de regulación se incluye en los de velocidad fija, ya que no es un verdadero sistema de velocidad variable aunque la turbina funcione como una máquina fija de dos velocidades preestablecidas.

Las ganancias energéticas son solo de un 2 a un 3%, a pesar de lo cual el funcionamiento a dos velocidades se considera en ocasiones útil por razones relacionadas con el ruido total generado por la turbina¹.

La regulación a dos velocidades presenta algunos inconvenientes:

- coste adicional del generador;
- cuadro de control complementario con servicio de mantenimiento adicional;
- necesidad de control para cada una de las dos velocidades;
- pérdida de energía en la desconexión del generador por cambio de velocidad.

5.4.3 Regulación del ángulo de paso

Cuando la velocidad del viento es excesiva el rotor se detiene, aumentando el ángulo de paso hasta la posición de "bandera" (la carga aerodinámica sobre las palas se reduce al mínimo).

Al aumentar la velocidad del viento, en lugar de aumentar el ángulo de paso para provocar deliberadamente la pérdida, también se puede reducir. Por tanto, la amplitud de rotación de las palas necesaria para regular la potencia es inferior a la necesaria para ponerlas en bandera (solo requiere variaciones mínimas de 0 a -4°), de forma que, al menos en teoría, la regulación emplea menos tiempo, aunque después el control de la potencia con la pala en pérdida es difícil.

A altas velocidades del viento, el valor medio de la potencia extraída se mantiene próximo a la potencia nominal del generador. Sin embargo, por debajo de la potencia nominal el ángulo de paso se mantiene por lo general fijo para limitar el desgaste del mecanismo de regulación: esto reduce la eficiencia del aerogenerador pero mejora la fiabilidad total del sistema.

¹ El ruido aerodinámico generado por una turbina es aproximadamente proporcional a la quinta potencia de la velocidad periférica de las palas.

5.5 Aerogeneradores de velocidad de rotación variable

En los últimos años, los aerogeneradores de velocidad variable se han convertido en los tipos de turbina más instalados.

Dichos aerogeneradores están diseñados para alcanzar la máxima eficiencia aerodinámica en un amplio margen de velocidades del viento. De hecho, con el funcionamiento a velocidad variable es posible adaptar de forma continua (acelerando o decelerando) la velocidad de rotación de las palas a la velocidad del viento, manteniendo así la TSR en un valor constante y óptimo.

Al contrario que los sistemas de velocidad fija, los sistemas de velocidad variable mantienen constante el par electromagnético y la variación de la velocidad del rotor absorbe las fluctuaciones de velocidad del viento. El sistema eléctrico es más complejo que el de los sistemas de velocidad fija y habitualmente incorporan generadores síncronos o asíncronos conectados a la red mediante un convertidor de potencia que controla la velocidad del rotor.

Los sistemas de velocidad variable presentan algunas ventajas:

- incremento de la potencia extraída del viento como resultado de una mayor eficiencia;
- la poca velocidad del rotor a bajas velocidades del viento supone una reducción del ruido aerodinámico; con vientos flojos esto es importante, ya que el ruido ambiental no puede enmascarar el ruido del aerogenerador;
- mejora de la calidad de la potencia vertida a la red gracias a la amortiguación de las fluctuaciones del par motor;
- reducción de las tensiones mecánicas sobre la turbina.

Sin embargo, estos sistemas presentan el inconveniente de sufrir mayores pérdidas de potencia debidas a la presencia del convertidor y costes superiores en el equipo eléctrico, incluido el propio convertidor.

5.5.1 Regulación pasiva de la pérdida aerodinámica

Los aerogeneradores de velocidad variable con regulación pasiva de pérdida han sido objeto de investigación en Europa y en los Estados Unidos, pero no han tenido desarrollo comercial ni difusión. Son aerogeneradores controlados mediante electrónica de potencia, que regula el par electromagnético del generador.

Utilizando el par del generador para regular la velocidad del rotor, un aerogenerador puede funcionar en el punto

de TSR óptima dentro de los límites constructivos de funcionamiento del generador y del rotor.

Cuando se alcanza la máxima velocidad para la que está dimensionado el rotor, el aerogenerador trabaja a velocidad constante mediante la regulación pasiva de pérdida. Si la velocidad del viento sigue aumentando y la potencia extraída supera la nominal del generador, la turbina trabaja a potencia constante regulando la velocidad del rotor para limitar la potencia extraída mediante el aumento de la condición de pérdida, con la consecuente reducción de eficiencia.

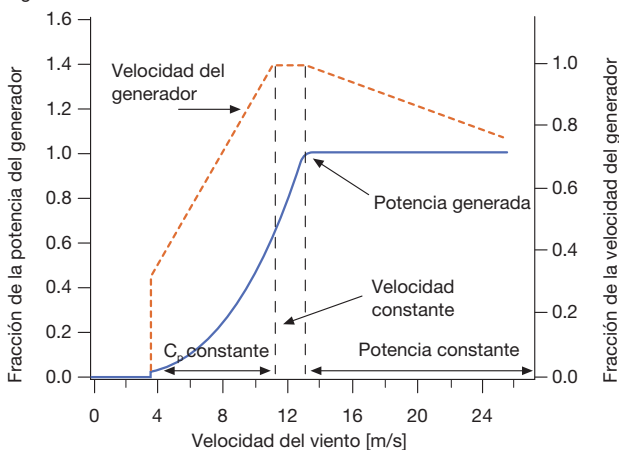
5.5.2 Regulación del ángulo de paso

Estos sistemas tienen dos posibles maneras de controlar el funcionamiento del aerogenerador: mediante el control del par del generador y mediante la variación del ángulo de paso.

Con velocidades de viento moderadas, estas turbinas funcionan generalmente a paso constante y, mediante el control del par, a velocidad de rotor variable para mantener la TSR óptima. Al aumentar la velocidad del viento, generalmente el rotor alcanza su velocidad nominal antes de que se alcance la potencia nominal; la velocidad de rotación debe entonces mantenerse constante, lo que supone una fluctuación de la potencia de salida.

Cuando se alcanza la potencia nominal², se usa la acción combinada sobre el par del generador y sobre el ángulo de paso para controlar tanto la potencia de salida, manteniéndola en el valor nominal P_n , como la velocidad del rotor, manteniéndola dentro de unos límites aceptables alrededor de la velocidad nominal³ (figura 5.3).

Figura 5.3



² Para un aerogenerador de un determinado diámetro y para unos determinados valores de potencia disponible del viento y del coeficiente C_p , se pueden obtener diversos valores de potencia nominal P_n en función del coste del dimensionado. Por ejemplo, para una turbina actualmente en el mercado con un diámetro de rotor de 90 m, podemos conseguir potencias nominales de 2 y de 3 MW.

³ A bajas velocidades del viento, con funcionamiento a TSR constante, la velocidad de variación $\left(\frac{dP}{d\Omega}\right)$ de la potencia de salida P en función de la velocidad del rotor Ω es relativamente pequeña. A velocidades del viento moderadas y funcionando a velocidad constante $\frac{dP}{d\Omega}$ puede ser bastante alta, mientras que para velocidades del viento elevadas es próxima a cero, dado que se mantiene constante la potencia de salida $\frac{dP}{d\Omega}$.

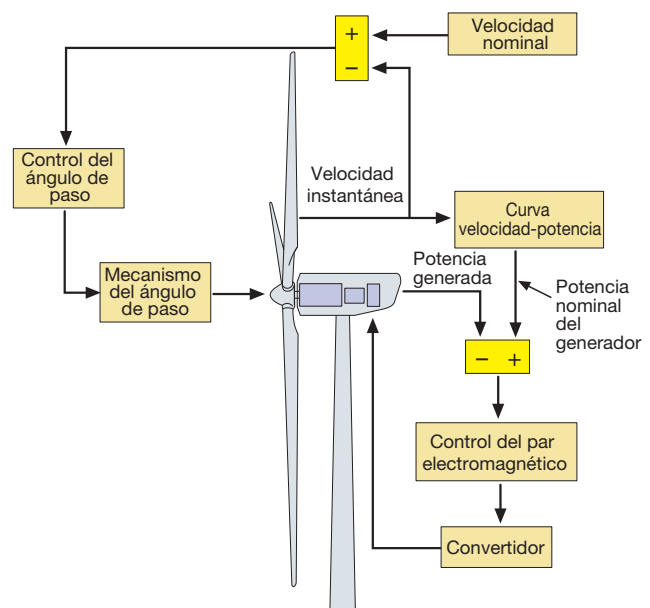
Además, durante las ráfagas de viento, la potencia generada se mantiene constante y la velocidad del rotor aumenta.

El aumento transitorio de la energía del viento se acumula como energía cinética en el rotor. Por el contrario, si la velocidad del viento disminuye bruscamente, la reducción del par aerodinámico decelera el rotor, si bien la potencia generada se mantiene constante gracias a la energía cinética acumulada.

Si la velocidad del viento se mantiene elevada, el ángulo de paso se modifica para reducir la eficiencia aerodinámica (y con ella el par aerodinámico) con el resultado de una disminución en la velocidad del rotor. De este modo se puede controlar con más precisión la potencia de salida, y el mecanismo de control del ángulo de paso puede ser de respuesta más lenta y amortiguada que en el caso de los sistemas de velocidad fija.

En la figura 5.4 se muestra el esquema lógico de control de estos tipos de aerogeneradores. Puede observarse que la velocidad instantánea del rotor se compara tanto con la velocidad nominal como con la curva de velocidad-potencia del generador para C_{pmax} . Si la velocidad instantánea es mayor que la nominal se actuará sobre el control del ángulo de paso para reducirla y mantenerla lo más cerca posible de la velocidad nominal. De la comparación con la curva se obtiene la potencia deseada que, limitada por encima por la potencia nominal del generador, se compara con la potencia real entregada. A partir de ello se actúa sobre el convertidor para controlar el par del generador a fin de alcanzar la potencia deseada o de limitarla a la potencia nominal.

Figura 5.4



En la tabla 5.1 se comparan las principales características de los sistemas de control del ángulo de paso y de pérdida aerodinámica.

5.5.3 Aerogeneradores de velocidad variable limitada

Un enfoque para sacar partido, aunque sea de forma limitada, a las ventajas de los sistemas de velocidad variable sin todos los costes asociados es el uso de generadores de inducción de deslizamiento variable (véase el capítulo 6) mediante la variación de la resistencia del rotor a través de resistencias variables externas.

Con carga parcial, el generador funciona como un generador asíncrono normal, pero cuando se alcanza la plena carga se varía la resistencia para aumentar el deslizamiento y permitir que el rotor absorba la energía de las ráfagas. El mecanismo de ángulo de paso se utiliza para modular las fluctuaciones de potencia.

En la tabla 5.2 se resumen las principales ventajas de los sistemas de regulación de velocidad fija y variable.

Tabla 5.1

Características	Ángulo de paso	Pérdida aerodinámica
Trabajo producido	Mayor	Menor
Control de velocidad constante	Difícil con velocidad del viento elevada	Generalmente satisfactoria
Control de velocidad variable	Mejor calidad de la potencia y menos esfuerzos	En estudio
Seguridad	Dispositivo seguro	Requiere frenos automáticos
Esfuerzos	Reducidos	Elevados
Coste de los actuadores	Elevado	Nulo
Coste de las palas	Reducido (palas menos robustas)	Elevado (palas más robustas)
Coste de los frenos auxiliares	Nulo	Elevado

Tabla 5.2

Sistemas de velocidad fija	Sistemas de velocidad variable
Sencillo y sistema eléctrico menos caro	Mayor eficiencia
Menor probabilidad de resonancia mecánica	Par motor más regular
Ausencia de armónicos en la potencia inyectada en la red	Mejor calidad de la potencia entregada
Menor coste de inversión	Sin problemas de sincronismo

6 Sistemas de generación

6.1 Aerogeneradores de velocidad fija

En estos tipos de aerogeneradores, para la conversión de la energía mecánica extraída del viento en energía eléctrica se usan máquinas eléctricas de inducción (también conocidas como máquinas asíncronas), empleadas habitualmente como motores en muchas aplicaciones industriales.

En los aerogeneradores, en cambio, dichas máquinas eléctricas se utilizan como generadores, en gran medida por su robustez y simplicidad constructiva, por su bajo coste relativo y por la simplicidad de su conexión y desconexión de la red (figura 6.1).

El estator de una máquina de inducción está constituido por bobinados de cobre para cada fase, de forma análoga al estator de las máquinas síncronas. En cambio, en los motores-generadores de rotor en cortocircuito (o de jaula de ardilla), este no tiene bobinados, sino que está formado por una serie de barras de cobre alojadas en ranuras en el núcleo magnético laminado.

Algunas máquinas de inducción también pueden tener bobinados en el rotor y en este caso se denominan de rotor bobinado. Son más caras y menos robustas que las del tipo anterior y se utilizan en los aerogeneradores de velocidad variable, como se verá mejor a continuación. Para su funcionamiento, las máquinas de inducción requieren cierta cantidad de potencia reactiva.

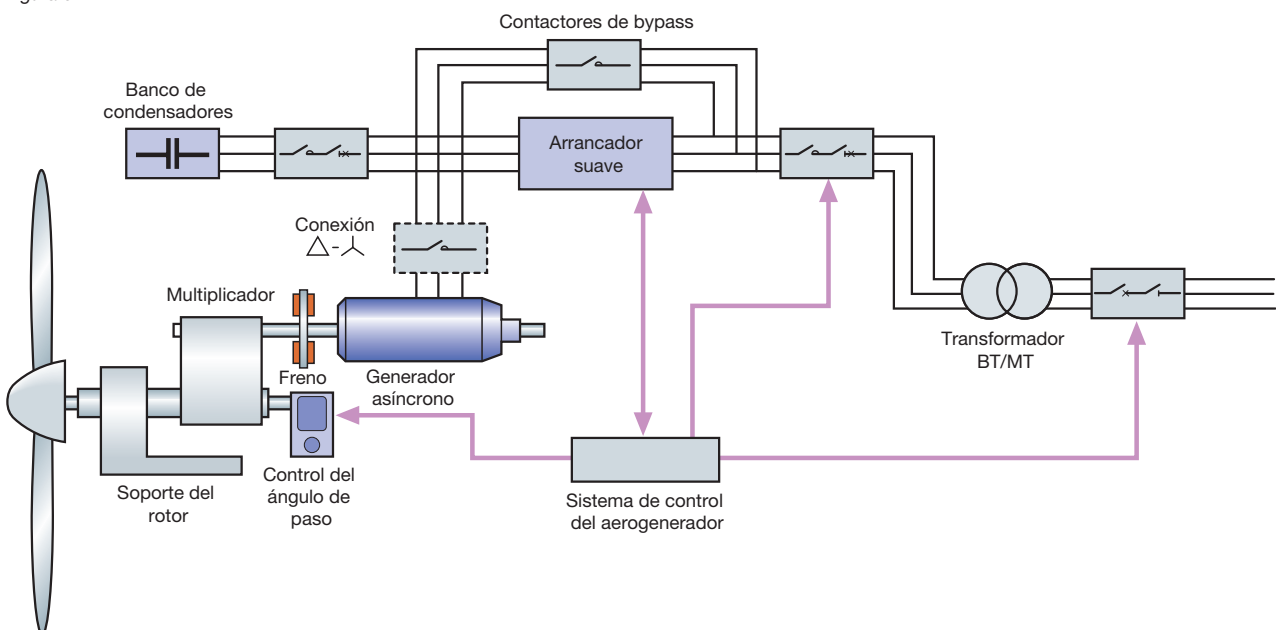
Esta potencia debe tomarse de la red o proveerse localmente mediante un banco de condensadores,

que debe dimensionarse adecuadamente para evitar la autoexcitación del generador síncrono en caso de desconexión de la red por avería. Además, estas máquinas necesitan una fuente externa de frecuencia constante para generar el campo magnético rotativo y, por tanto, se conectan a redes con una potencia de cortocircuito elevada capaz de mantener la frecuencia.

En su funcionamiento como generador, el rotor eólico acelera la máquina asíncrona hasta la velocidad de sincronismo y luego esta se conecta a la red, o bien primero se conecta a la red y arranca como motor hasta llegar a la velocidad de régimen. Cuando se utiliza el primer método, el aerogenerador debe ser necesariamente de arranque automático, por lo que habitualmente dispone de control de ángulo de paso. El segundo método se utiliza con aerogeneradores de control pasivo de la condición de pérdida. En este caso, el sistema de control monitoriza la velocidad del viento y establece el rango de velocidades para la puesta en marcha del aerogenerador.

Una vez alcanzada la velocidad de sincronismo, la potencia eólica extraída hace que el rotor funcione en modo hipersíncrono, con deslizamiento negativo, entregando potencia activa a la red. Dado que el deslizamiento tiene un valor del orden del 2%, el desvío de la velocidad nominal resulta muy limitado y es por ello que el uso de estas máquinas eléctricas condiciona el funcionamiento del aerogenerador a velocidad constante. Para reducir la corriente de arranque, generalmente se interpone un arrancador suave entre la máquina asíncrona y la red.

Figura 6.1



6.2 Aerogeneradores de velocidad variable

Al menos en principio, existen varias soluciones que permiten al rotor funcionar a velocidad variable, manteniendo al mismo tiempo la frecuencia constante. Estas soluciones pueden ser de naturaleza mecánica y eléctrica, aunque en la actualidad las más utilizadas son de tipo eléctrico, incorporando alguna de las siguientes configuraciones:

- generadores asíncronos de rotor bobinado con resistencia variable externa;
- generadores asíncronos de rotor bobinado con un convertidor de potencia interpuesto entre el rotor y la red (configuración doblemente alimentado);
- generadores asíncronos con un convertidor electrónico de potencia interpuesto entre el estator y la red (configuración de convertidor total);
- generadores síncronos (alternadores) con un convertidor electrónico de potencia interpuesto entre el estator y la red (configuración de convertidor total).

6.2.1 Generador asíncrono con resistencia variable

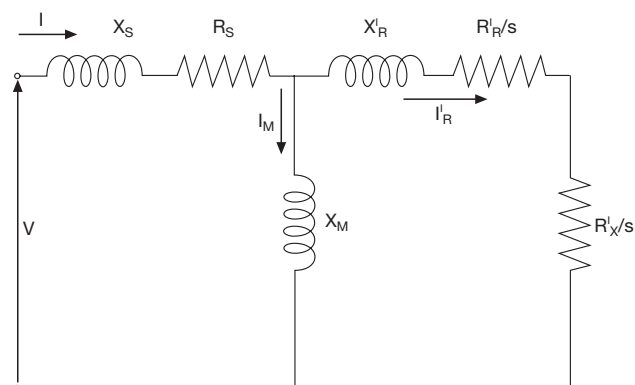
Añadiendo una resistencia variable externa en serie con los bobinados del rotor de un generador asíncrono¹, se puede obtener una variación del par electromagnético del generador y de la velocidad a la que este se suministra.

Esto permite tanto funcionar en el punto óptimo de TSR en función del viento como dejar que el rotor acelere cambiando de velocidad como respuesta a ráfagas de viento, aunque aumenten las pérdidas por efecto Joule en la resistencia externa. Además, con velocidades del viento elevadas se puede aumentar la resistencia total del rotor para mantener constante la corriente que circula por él (y, por tanto, también en el estator) y con ello mantener la potencia inyectada en la red cerca de la potencia nominal.

Así, el exceso de energía mecánica en el rotor se disipa en forma de calor en la resistencia exterior.

Mediante esta resistencia es posible obtener una variación de la velocidad por encima de la de sincronismo en el rango 0-10%. En la figura 6.2 se muestra el esquema eléctrico equivalente de un generador asíncrono de resistencia variable $R_{x'}$, en el cual al típico circuito en T de la máquina asíncrona de jaula de ardilla se añade el componente resistivo $R'_{x'/s}$.

Figura 6.2



¹ Generalmente, los terminales de los bobinados del rotor son accesibles a través de anillos giratorios y escobillas.

6.2.2 Configuración doblemente alimentado

Para no perder la potencia disipada en forma de calor en la resistencia añadida, se puede interponer un convertidor electrónico de potencia entre el rotor del generador asíncrono de anillos y la red, que primero convierta a continua la potencia en corriente alterna excedente en el rotor mediante un rectificador controlado, y luego la reconvierta en alterna a la frecuencia nominal mediante un inversor, inyectándola en la red (figura 6.3).

De esta forma se puede alimentar el rotor con tensiones de amplitud y frecuencia adecuadas proporcionadas por el convertidor electrónico, a fin de compensar la diferencia de frecuencia entre la velocidad angular del campo magnético rotativo del estator y la velocidad angular efectiva del rotor. El término "doblemente alimentado" refleja el hecho de que la tensión del estator se aplica desde la red, mientras que la del rotor proviene del convertidor electrónico. En la figura 6.4 se muestra el esquema eléctrico equivalente del generador de inducción doblemente alimentado (DFIG), donde al típico circuito en T de la máquina asíncrona de jaula de ardilla se añade un generador de tensión variable en función del deslizamiento V_r/s que representa al convertidor.

La potencia activa en el estator es siempre saliente e inyectada en la red, independientemente de si se funciona en régimen hipersíncrono o subsíncrono, mientras que el rotor consume potencia funcionando como motor (subsincronismo) y la suministra cuando funciona como generador (hipersincronismo).

Figura 6.3

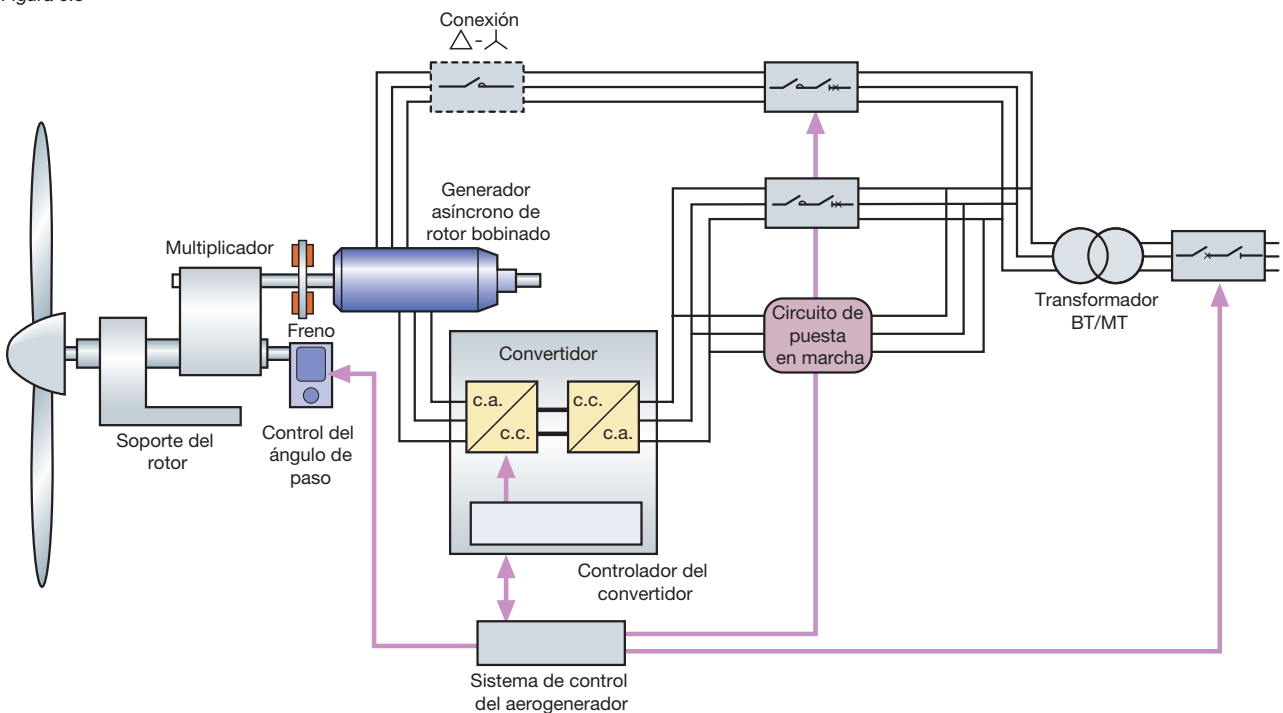
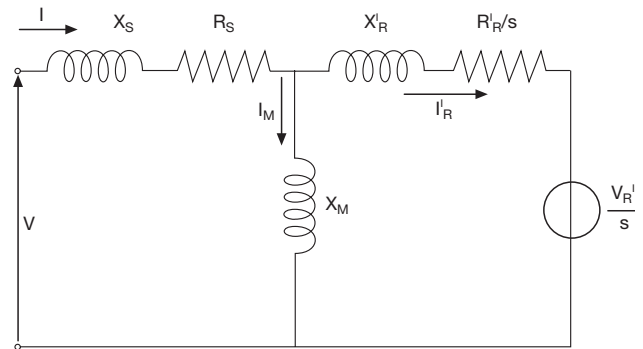


Figura 6.4



Considerando que tanto las pérdidas del estator como las del rotor son despreciables, la potencia del rotor P_r , gestionada por el convertidor, estará relacionada con la potencia del estator P_s a través del deslizamiento según la relación:

$$P_r = -s \cdot P_s \quad [6.1]$$

La potencia total P_{red} que la máquina proporciona a la red, consistente en la suma algebraica de las potencias del estator y del rotor, viene expresada como:

$$P_{red} = P_s + P_r = P_s - s \cdot P_s = P_s \cdot (1 - s) \quad [6.2]$$

con:

- s negativo funcionando en modo hipersíncrono;
- s positivo funcionando en modo subsíncrono.

(DFIG: Double Fed Induction Generator)

Con este tipo de configuración, el generador eléctrico proporciona a la red 2/3 de su potencia nominal mediante la conexión directa del estator y 1/3 mediante el rotor, conectado a través del convertidor. Por tanto, el convertidor también puede dimensionarse para una potencia igual a 1/3 de la potencia nominal del generador. Además es posible controlar la producción de potencia reactiva, lo que permite la regulación de la tensión y la magnetización de la máquina por el rotor, prescindiendo de la tensión de red.

Mediante la configuración doblemente alimentado es posible obtener una variación de velocidad del 30% por encima o por debajo de la velocidad de sincronismo. Por lo general, el generador asíncrono de rotor bobinado desarrolla una velocidad de sincronismo de hasta 2000 rpm y está unido al eje del rotor mediante un multiplicador de tres etapas. La conexión de los bobinados del rotor al convertidor se realiza a través de los anillos giratorios y las respectivas escobillas.

6.2.3 Generador asíncrono y convertidor

En los aerogeneradores de velocidad variable puede usarse un generador asíncrono de jaula de ardilla interponiendo un convertidor electrónico entre el generador y la red. Este convertidor desacopla y desvincula la frecuencia del campo magnético rotativo de la frecuencia de la red; la frecuencia del campo magnético rotativo se modula para controlar la velocidad de rotación del rotor.

De forma análoga a la configuración doblemente alimentado, se dispone un sistema electrónico de potencia, pero esta vez conectado al estator del generador. Por ello, y a diferencia de la configuración anterior, el convertidor debe gestionar la totalidad de la potencia generada.

Al tratarse de un generador de inducción, seguirá necesitando absorber potencia reactiva para funcionar, la cual puede ser aportada por el propio convertidor.

6.2.4 Generador síncrono y convertidor

Un generador síncrono (alternador) estándar consiste en un rotor que crea el campo magnético y un estator que contiene los bobinados del inducido. El campo magnético del rotor ($\Phi = k_r \cdot I_r$) se crea mediante una corriente continua (I_r) que circula por los bobinados en el inductor.

Esta corriente continua la suministra una dinamo coaxial con el alternador o bien se extrae de los terminales del estator y se rectifica con un puente de diodos.

La rotación del eje principal genera un movimiento del campo magnético del rotor respecto de los bobinados

del estator, induciendo en estos una tríada de tensiones alternas de un valor rms proporcional al flujo magnético del rotor y a la velocidad de rotación (n):

$$E = k_s \cdot \Phi \cdot n \quad [6.3]$$

Dado que la frecuencia de la fuerza electromotriz generada se relaciona con la velocidad de rotación según:

$$n = \frac{60 \cdot f}{p} \quad [6.4]$$

donde p es el número de pares de polos del bobinado del rotor, el valor rms de la tensión inducida en el estator será proporcional a la frecuencia con que se genera:

$$E = k_s \cdot \Phi \cdot f \quad [6.5]$$

Cuando el generador se conecta a una carga (en isla o a la red) y se suministra una corriente, esta genera a su vez en el entrehierro de la máquina un campo magnético rotativo sincronizado con el campo de inducción, sin deslizamiento relativo. Además, si los dos campos magnéticos están alineados (ángulo $\delta = 0$), no hay par resistente, por lo que la potencia activa inyectada en la red es nula.

Por el contrario, si existe un desplazamiento debido a un par motor exterior, se genera un par eléctrico resistente de compensación con inyección de potencia activa en la red ($\delta > 0$).

Cuanto mayor sea el desplazamiento, mayor será la potencia activa vertida a la red.

Manteniendo fijo el ángulo δ , la potencia activa inyectada en la red crece linealmente con el valor rms de la tensión inducida y, por tanto, de manera proporcional a la velocidad de rotación y a la frecuencia de la propia tensión²:

$$P = \frac{E \cdot V}{X_s} \cdot \sin \delta = \frac{V \cdot k_s \cdot \Phi \cdot f}{X_s} \cdot \sin \delta \quad [6.6]$$

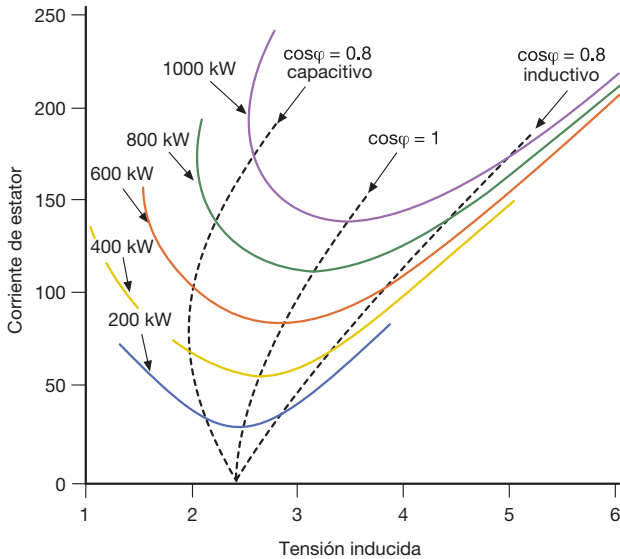
Sin embargo, si al variar la velocidad de rotación —y con ella la frecuencia y la tensión inducida— mantenemos constante la potencia activa entregada, la corriente suministrada cambia tal como se muestra en el diagrama de la figura 6.5. Como puede verse, tomando como parámetro la potencia activa suministrada, si la tensión inducida supera la tensión de la red el alternador entrega potencia reactiva, mientras que si la tensión inducida es inferior a la de la red, el alternador absorbe potencia reactiva³.

Si la tensión inducida es igual a la tensión de la red ($\cos \varphi = 1$), la corriente en el estator adopta su valor mínimo.

² Este es el motivo por el que la potencia generada por una turbina aumenta al subir la velocidad del viento y, en consecuencia, la velocidad de rotación del rotor.

³ Según la convención del generador.

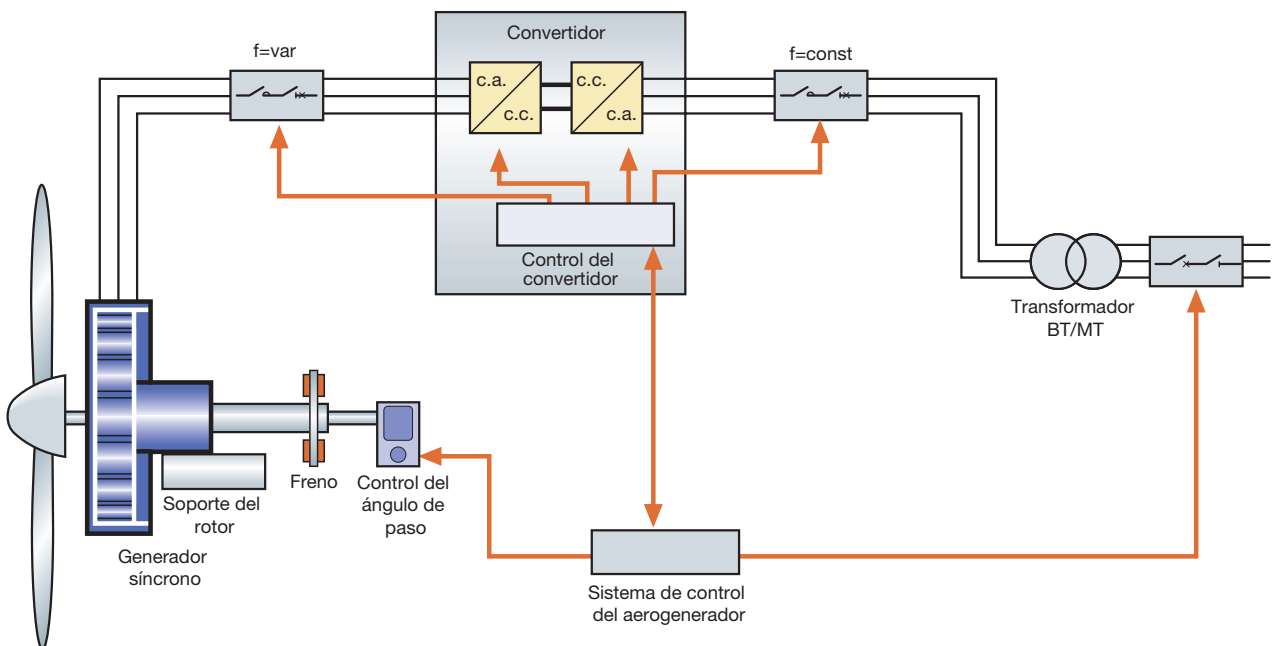
Figura 6.5



Los generadores síncronos no son intrínsecamente de arranque automático. Normalmente, el alternador es llevado a la velocidad de sincronismo con el motor primario y luego se conecta en paralelo. En aplicaciones en las que es necesario el arranque automático, el rotor se equipa con barras amortiguadoras de cobre encargadas de arrancar el alternador como una máquina de inducción y de amortiguar las oscilaciones dinámicas durante el funcionamiento.

En las aplicaciones eólicas, las turbinas con generador síncrono normalmente arrancan con el propio viento y para su sincronización se emplea un sistema de control de velocidad.

Figura 6.6



En los aerogeneradores suelen utilizarse alternadores de imanes permanentes en los que el rotor carece de bobinados de excitación y cuyo campo magnético es directamente inducido por los imanes permanentes integrados en el rotor.

En consecuencia, para la alimentación del circuito de excitación no son necesarios ni los anillos giratorios ni las correspondientes escobillas. El principio de funcionamiento es semejante al de los alternadores con bobinados en el inductor, solo que en los de imanes permanentes la tensión inducida en el estator evidentemente no puede regularse actuando sobre la corriente de excitación; por lo tanto, la tensión en los terminales del generador es función exclusiva de la velocidad de rotación del rotor.

Dado que la frecuencia a la salida del alternador depende de la velocidad de rotación del rotor y del número de pares de polos, para poder usar un generador síncrono en un aerogenerador de velocidad variable manteniendo siempre constante la frecuencia en el lado de red hay que interponer un convertidor de potencia de dos etapas que pueda gestionar toda la potencia eléctrica generada (figura 6.6):

- en la primera etapa, un rectificador de puente de diodos o controlado con tiristores convierte las magnitudes eléctricas alternas de frecuencia variable a la salida del alternador en magnitudes continuas;
- en la segunda etapa, mediante un enlace de continua, se alimenta un inversor que reconvierte las magnitudes continuas de tensión y corriente en magnitudes alternas a la frecuencia de red.

Cuando el alternador es de excitación separada, la regulación del valor rms de la tensión generada se efectúa actuando sobre la propia corriente de excitación, mientras que si es de imanes permanentes, la tensión se regula o bien en el rectificador mediante un puente controlado con tiristores, o bien en el inversor mediante una modulación por anchura de impulsos (PWM, por sus siglas en inglés). El control del inversor mediante PWM puede efectuarse de distintas maneras:

- regulando la amplitud de la moduladora sinusoidal, comparando el valor de la tensión del enlace de continua con la curva de P-V CC óptima;
- con un seguidor del punto de potencia máxima (MPPT, por sus siglas en inglés), mediante el uso de un anemómetro.

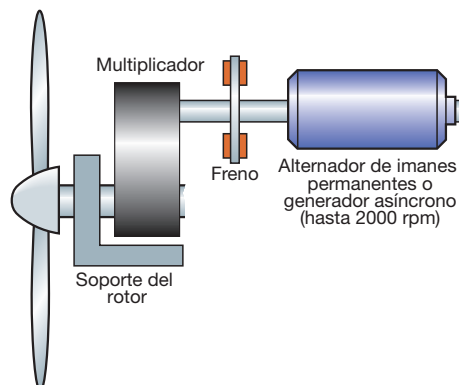
La potencia en el lado de continua se compara con la de referencia, y de la comparación con la curva óptima (dependiendo de la velocidad del viento) se determina la nueva tensión de continua. Al variar las condiciones de funcionamiento, la señal de control PWM varía de manera casi instantánea;

- MPPT con previsión de viento: se considera la energía extraída con anterioridad y, mediante modelos estadísticos, se prevé la velocidad del viento en los próximos momentos. El control sigue los puntos óptimos en función de las velocidades previstas.

El uso de la configuración alternador-convertidor de potencia permite, por tanto, desacoplar el generador de la red, reduciendo de esta manera las sacudidas mecánicas del aerogenerador durante los fallos de red. Además, se genera la potencia reactiva deseada y se tiene un control total sobre la potencia activa. En la configuración convertidor total, la conversión electromecánica puede ser de alta, de media o de baja velocidad.

La conversión de alta velocidad es en términos mecánicos similar a la que se usa en la configuración doblemente alimentado y comúnmente utiliza un multiplicador de tres etapas y un turboalternador (hasta 2000 rpm), con frecuencia de imanes permanentes, o un generador asíncrono (figura 6.7).

Figura 6.7



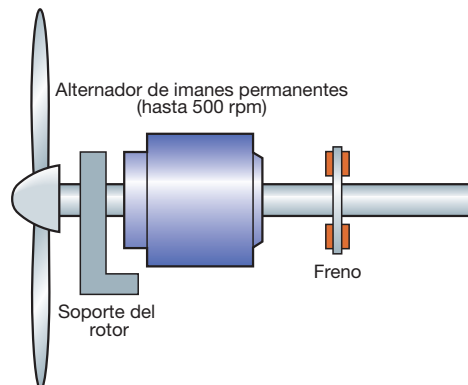
Esta configuración presenta la ventaja de utilizar un generador de dimensiones y peso reducidos y puede ser usada para sustituir a una doblemente alimentado ya existente.

En la conversión de media velocidad se usa en cambio un multiplicador de una o dos etapas con un alternador compacto de imanes permanentes (hasta 500 rpm) (figura 6.8).

Esta configuración, con un multiplicador menor y velocidades de rotación inferiores a la anterior, permite reducir los esfuerzos mecánicos mejorando la fiabilidad.

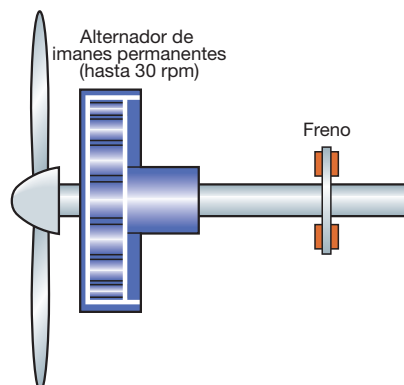
No obstante, en relación con el caso anterior, el diámetro del alternador aumenta.

Figura 6.8



Por último, la conversión de baja velocidad suprime el multiplicador y usa un alternador lento (hasta 30 rpm), generalmente de imanes permanentes o de excitación separada, y por consiguiente con un número de polos más elevado que en los casos precedentes (figura 6.9). Esta configuración ofrece por encima de todo las ventajas derivadas de la ausencia del multiplicador, es decir, una reducción de las pérdidas mecánicas, la no contribución al ruido total y un incremento adicional de la fiabilidad del aerogenerador.

Figura 6.9



7 Protección contra sobreesfuerzos y defectos a tierra

7.1 Generalidades

Dado que el viento es un recurso variable y aleatorio que sopla de manera inconstante y está sujeto a variaciones repentinas, los dispositivos mecánicos y eléctricos que se usen deben tener unas elevadas prestaciones, con el fin de maximizar la extracción de la potencia mecánica y su conversión en potencia eléctrica para inyectarla en la red.

En particular, desde el punto de vista eléctrico, esto se traduce en frecuentes operaciones de los actuadores de control (p. ej., de la regulación del ángulo de paso o del control de orientación) y en numerosas maniobras de conexión y desconexión de los dispositivos del circuito eléctrico de potencia. La carga mecánica a la que se someten es muy alta, especialmente en las instalaciones en tierra expuestas a ráfagas de viento, en las que es habitual llegar a las 10 o 20 operaciones al día. Además, los componentes del aerogenerador —incluyendo los componentes eléctricos internos— deben funcionar en condiciones ambientales exigentes, sobre todo en cuanto a temperatura.

Por todo ello, los equipos eléctricos para las aplicaciones eólicas deben ser cuidadosamente seleccionados, teniendo en cuenta los factores medioambientales y las exigencias térmicas y mecánicas.

Además de elegir los dispositivos adecuados de maniobra y seccionamiento, en la fase de diseño de una instalación eólica también es necesario prever la protección de las diferentes secciones de la instalación contra sobreesfuerzos y defectos a tierra.

A continuación se proporcionan indicaciones para la protección y la maniobra, tanto en el lado del generador como en el de la red (aguas abajo del convertidor), para las tres configuraciones más comunes de circuito eléctrico de potencia:

- velocidad fija;
- doblemente alimentado;
- convertidor total.

7.2 Protección contra sobreesfuerzos

7.2.1 Velocidad fija – Generador asíncrono

El esquema de la figura 7.1 muestra el circuito eléctrico principal de potencia (incluido el banco de condensadores) característico de este tipo de aerogeneradores.

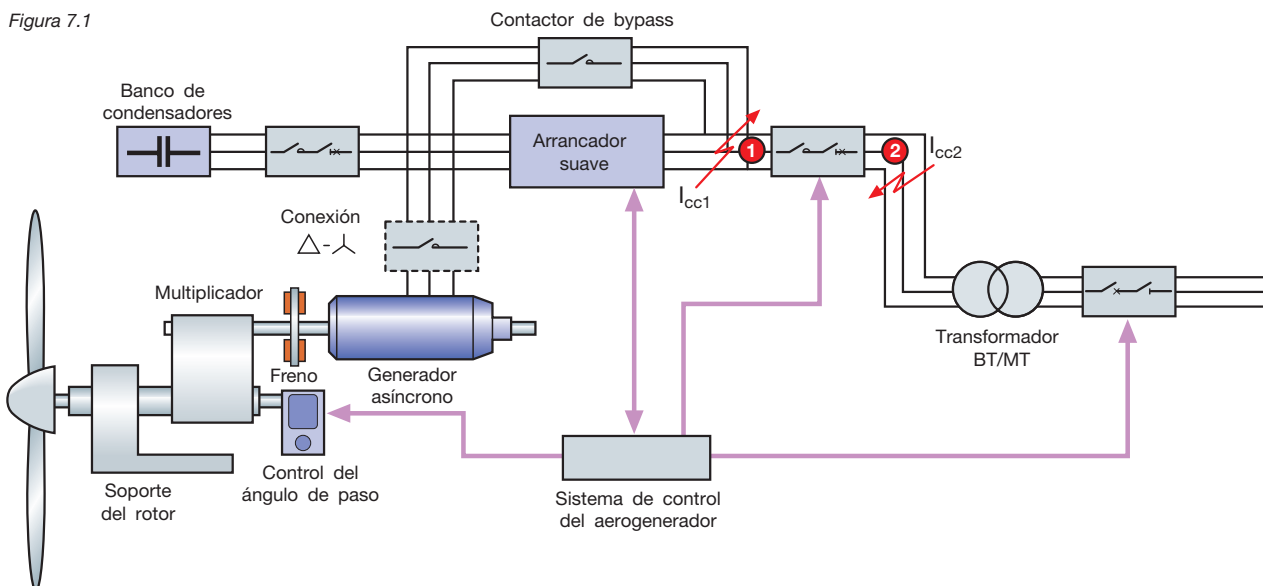
Como puede verse, el sistema de control del aerogenerador actúa sobre el contactor e interruptor principal, sobre el arrancador suave, sobre el interruptor de MT y sobre el regulador del ángulo de paso.

La puesta en marcha del generador asíncrono se controla mediante el arrancador suave; en paralelo a este se instala un contactor de bypass, el cual, una vez alcanzado el régimen permanente, se cierra. Para la elección de la coordinación arrancador suave-interruptor-contactor y contactor de bypass, véanse las tablas para arranque/protección de motores ABB.

Con el fin de gestionar distintos regímenes de viento, existe la posibilidad de efectuar la conexión estrella-triángulo de los bobinados del generador mediante contactores dimensionados adecuadamente.

El banco de condensadores en paralelo con el generador asíncrono proporciona la potencia reactiva necesaria para que este funcione, reduciendo —y en su caso evitando— la demanda de potencia reactiva a la red. Para este banco debe preverse un dispositivo de seccionamiento adecuado que, a fin de evitar la autoexcitación del rotor, permita desconectarlo cada vez que se produzca una pérdida de la potencia de red (EN 61400-1). Para la maniobra y protección de los condensadores, véase lo indicado en el CT 8 "Corrección del factor de potencia y filtrado de armónicos en las instalaciones eléctricas".

Figura 7.1



Para seleccionar el poder de corte del interruptor automático principal de BT es necesario evaluar las corrientes de cortocircuito en las distintas condiciones de fallo:

- en el caso de un cortocircuito en el punto 1, la corriente de defecto I_{cc1} detectada por el interruptor automático tomará un valor que dependerá de la potencia de cortocircuito de la red a la que está conectado el aerogenerador y de la impedancia de cortocircuito del transformador BT/MT;
- en el caso de un cortocircuito en el punto 2, la corriente de defecto I_{cc2} detectada por el interruptor automático tendrá un comportamiento exponencial amortiguado y será suministrada, durante un tiempo limitado, por el generador asíncrono debido a la energía cinética acumulada en el rotor.

Los tiempos de disparo de los interruptores automáticos en uso son generalmente inferiores a los tiempos de amortiguación de la corriente de defecto, por lo que deben considerarse los efectos transitorios. A tal fin, el generador asíncrono puede representarse como una reactancia longitudinal (despreciando las resistencias) igual a la reactancia subtransitoria X'' del propio generador¹.

Para que la evolución amortiguada de la corriente de defecto sea tenida en cuenta, se incrementa la X'' con un coeficiente k adecuado.

En la tabla 7.1 se dan los valores de k en relación con la potencia del generador asíncrono y según se considere la contribución de la corriente de defecto al término del primer período o después de cuatro períodos desde el comienzo del fallo. El aumento del coeficiente k responde en esencia a un aumento de la reactancia del generador y, consecuentemente, a una disminución de la corriente de cortocircuito proporcionada.

Dado un generador de potencia nominal S_n , funcionando a la tensión nominal U_n y con una reactancia subtransitoria porcentual $X''\%$, la reactancia equivalente es:

$$X_g = \frac{X''\% \cdot U_n^2}{100 \cdot S_n} \quad [7.1]$$

por lo que la corriente de defecto proporcionada puede calcularse como:

$$I_{cc2} = \frac{U_n}{k \cdot \sqrt{3} \cdot X_g} \quad [7.2]$$

Tabla 7.1

Potencia nominal [kVA]	N.º períodos desde el inicio del cortocircuito	
	1	1.5 ÷ 4
≥ 40	1.2	3
< 40	1.67	∞

A partir de lo anterior, la corriente I_{cc2} es aproximadamente de 3 a 5 veces la corriente nominal I_n del generador.

Dado que esta corriente se amortigua exponencialmente y tiende a cero en un tiempo muy limitado, la energía pasante específica asociada generalmente no es suficiente como para dar problemas a los componentes eléctricos.

A efectos de la protección contra sobrecarga de los cables del lado del generador y del lado de la red con una capacidad I_z , según la norma CEI 64-8 la corriente nominal del dispositivo de protección (o para los relés de protección regulables, la regulación de la corriente de protección térmica) debe cumplir la relación:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad [7.3]$$

Además, para cada uno de los valores de corriente de cortocircuito que pueden darse hasta los valores máximos en los puntos 1 y 2, la energía específica pasante del interruptor automático debe ser soportada por los cables de conexión según la relación habitual:

$$(I^2t) \leq K^2 S^2 \quad [7.4]$$

donde:

(I^2t) es la integral de Joule, es decir, la energía que atraviesa el interruptor automático durante el cortocircuito (en A^2s); K es una constante característica del cable que depende del tipo de conductor y del aislante; S es la sección del cable (en mm^2).

La relación [7.4] debe verificarse en toda la longitud de los cables.

Sin embargo, dado el comportamiento concreto de la curva de la energía específica pasante en un interruptor automático, por lo general es suficiente con verificar [7.4] para el valor máximo y mínimo de la corriente de cortocircuito que puede afectar a los conductores.

El valor máximo suele corresponder al valor de la corriente de cortocircuito trifásico al principio de la línea (en este caso I_{cc1} e I_{cc2}), mientras que el valor mínimo es el valor de la corriente de cortocircuito fase-fase (neutro no distribuido) o fase-tierra al final del conductor.

¹ Si no se conoce el valor de X'' , puede usarse la reactancia del rotor bloqueado X_{ccr} , que habitualmente es inferior a X'' , obteniéndose así un resultado orientativo.

La verificación puede simplificarse comparando solo el valor de la energía que atraviesa el interruptor automático a la corriente máxima de cortocircuito con la energía soportada por el cable, y especificando que a la corriente mínima de cortocircuito el disparo del dispositivo sea instantáneo; en la práctica, esto significa que el umbral de disparo de la protección contra cortocircuitos (teniendo en cuenta las tolerancias) debe ser inferior a la corriente de cortocircuito mínima al final de la línea.

El interruptor automático principal permite desconectar de la red al generador durante los ciclos normales de funcionamiento y mantenimiento.

En la tabla 7.2 se resumen las principales características a tener en cuenta en la elección de los interruptores automáticos y contactores para los circuitos principales de potencia y auxiliar.

Es necesario, por tanto, comprobar que el equipo sea capaz de asegurar el seccionamiento a la tensión de empleo.

7.2.2 Velocidad variable – Doblemente alimentado

El esquema de la figura 7.2 muestra el circuito eléctrico principal de potencia del estator y del rotor característico de este tipo de aerogeneradores.

Como puede verse, el sistema de control del aerogenerador actúa sobre los contactores e interruptores

automáticos de rotor y estator, sobre el convertidor del rotor, sobre el interruptor automático de MT y sobre el regulador del ángulo de paso.

Con el fin de gestionar distintos regímenes de viento, existe la posibilidad de efectuar la conexión estrella-triángulo de los bobinados de estator del estator mediante contactores dimensionados adecuadamente. También en este caso, para la elección de la coordinación interruptor automático-contactador deben consultarse las tablas para arranque/protección de motores ABB.

En el arranque, primero se cierra el circuito de puesta en marcha del circuito del rotor en paralelo con el interruptor-contactador.

En el circuito de puesta en marcha hay una resistencia de valor adecuado para limitar la corriente de arranque. A continuación se cierra el contactor del circuito de excitación principal del rotor y luego el del circuito principal de potencia del estator.

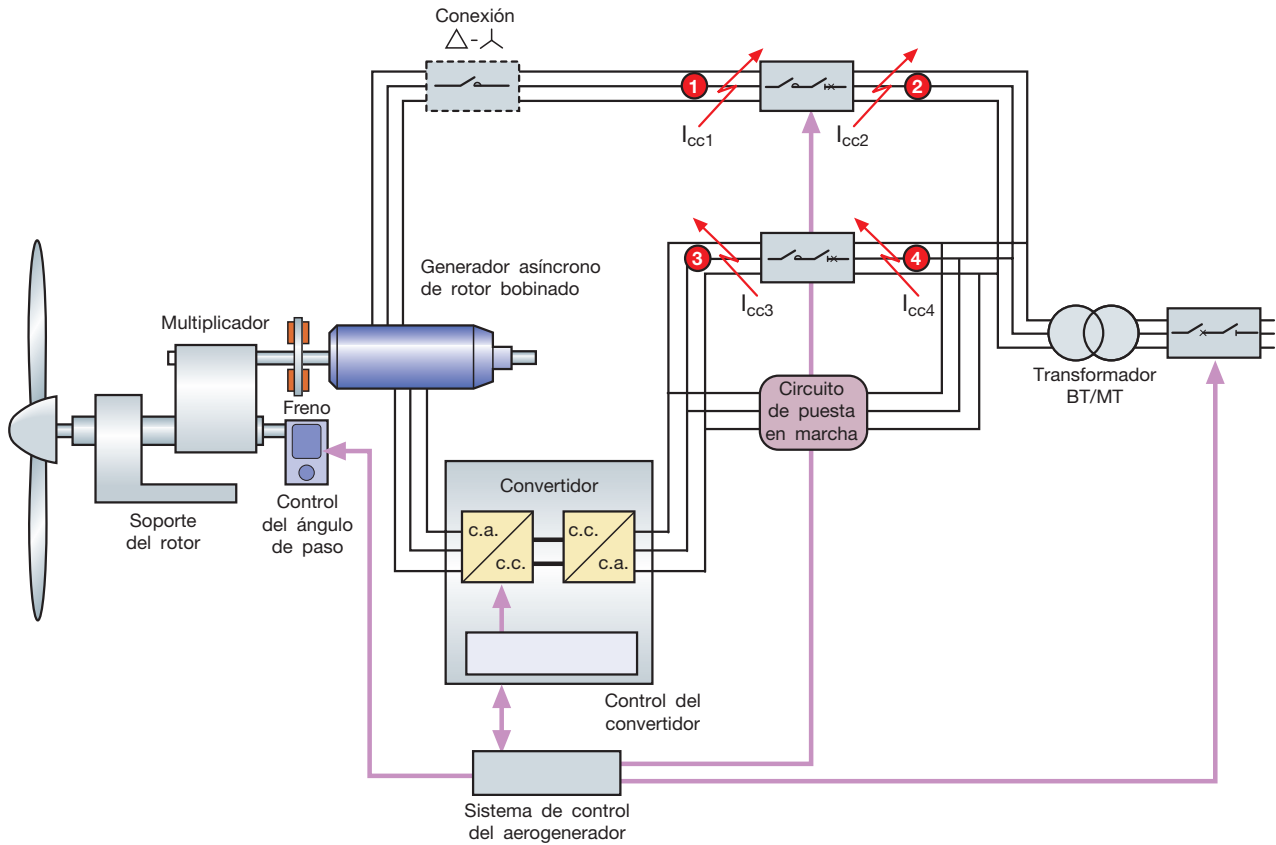
Dado que en este caso el campo magnético dentro del generador se genera con la alimentación del rotor, al cerrar el circuito de alimentación del estator no hay corriente de entrada (funcionamiento en AC-1).

Una vez terminado el arranque se desconecta el circuito de puesta en marcha, por lo que, en condiciones de régimen permanente, la potencia que fluye a través del circuito del rotor atraviesa el contactor auxiliar principal.

Tabla 7.2

Características	Circuito principal de potencia	Circuito auxiliar principal
Corriente de carga [A]	≤ 1800	≤ 320
Tensión [V]	≤ 690	≤ 690
Frecuencia [Hz]	50 - 60	50 - 60
Corriente de cortocircuito prevista [kA]	≤ 35 a 690 V	
Presencia de corriente de entrada	No	Sí
Tipo de carga	AC1	AC3 – AC6A
Vida útil [años]	20	20
N.º de maniobras mecánicas (o eléctricas de poca corriente) de desconexión del sistema (mantenimiento o fuera de servicio)	100...1000	< 1000
N.º de maniobras mecánicas (o eléctricas de poca corriente) de conexión/desconexión de la red o de reconfiguración (control de producción)	10000...100000	No aplicable
N.º de maniobras eléctricas	< 100 (disparo de las protecciones o parada de emergencia)	< 100 (disparo de las protecciones o parada de emergencia)
Protección contra sobreesintensidades	Sí	Sí
Solución óptima	Interruptor automático + contactor	Interruptor automático

Figura 7.2



A la hora de seleccionar el poder de corte del interruptor automático de BT del circuito principal de potencia, es necesario evaluar las corrientes de cortocircuito en las distintas condiciones de fallo:

- en el caso de un cortocircuito en el punto 1, la corriente de defecto I_{cc1} detectada por el interruptor automático tomará un valor que dependerá de la potencia de cortocircuito de la red a la que está conectado el aerogenerador y de la impedancia de cortocircuito del transformador BT/MT. A este valor hay que sumar la contribución del rotor, limitada aproximadamente al doble de la corriente nominal del convertidor por efecto de este último;
- en el caso de un cortocircuito en el punto 2, la corriente de defecto I_{cc2} detectada por el interruptor automático tendrá un comportamiento exponencial amortiguado y será suministrada, durante un tiempo limitado, por el generador asíncrono debido a la energía cinética acumulada en el rotor (todo ello es extensivo al generador de velocidad fija: véase el apartado 7.2.1).

De forma análoga, para la selección del poder de corte del interruptor automático de BT del circuito de excitación principal del rotor, es necesario evaluar las corrientes de cortocircuito constatadas en dicho interruptor según la localización del fallo:

- en el caso de un cortocircuito en el punto 3, la corriente de defecto I_{cc3} detectada por el interruptor automático tendrá un valor igual a la suma de la contribución de la red y de I_{cc2} ;
- en el caso de un cortocircuito en el punto 4, la corriente de defecto detectada por el interruptor automático I_{cc4} se limitará aproximadamente al doble de la corriente nominal del convertidor.

A efectos de la protección de los cables del lado del generador y del lado de la red con una capacidad I_z , son válidas las consideraciones hechas en el apartado 7.2.1. Además, si los cables tuvieran una capacidad I_z mayor que la corriente de defecto que deja pasar el convertidor, la protección de los mismos debería ser verificada solo en lo que refiere a la contribución constante de la red.

Los interruptores automáticos del circuito principal de potencia y del circuito de excitación principal permiten también aislar de la red el estator del generador y el convertidor del rotor, respectivamente. Es necesario, por tanto, comprobar que tales equipos sean capaces de asegurar el seccionamiento a las tensiones de empleo. En general no es necesario poner un dispositivo automático de protección en la conexión entre el convertidor y el rotor del generador doblemente alimentado; esto se debe a que, en caso de cortocircuito en dicho punto (improbable si las conexiones se han realizado convenientemente), el generador se pondría a funcionar como si tuviera un rotor de jaula de ardilla, mientras que el convertidor limitaría su contribución al cortocircuito con un valor doble de su corriente nominal y, por la intervención de las protecciones internas, entraría en modo de espera.

En la tabla 7.3 se resumen las principales características a tener en cuenta en la elección de los interruptores automáticos y contactores para el circuito principal de potencia, el circuito de excitación principal y el circuito de puesta en marcha.

7.2.3 Velocidad variable – Convertidor total

El esquema de la figura 7.3 muestra el circuito eléctrico principal de potencia característico de este tipo de aerogeneradores.

Como puede verse, el sistema de control del aerogenerador actúa sobre el sistema de control del convertidor, sobre el interruptor automático de MT y sobre el regulador del ángulo de paso.

A su vez, el sistema de control del convertidor, además de regular el funcionamiento de las electrónicas de potencia del lado del generador y del lado de la red, también controla los dos interruptores automáticos colocados entre convertidor y generador y entre convertidor y red.

Como existen diversos enfoques y criterios de diseño y prioridad según el diseñador y el fabricante de aerogeneradores de que se trate, la selección de los componentes puede variar. Algunos criterios de diseño importantes a tener en cuenta son:

- protección del circuito;
- desconexión segura;
- número de maniobras de conexión/desconexión.

En función de tales criterios, las soluciones existentes en la actualidad son:

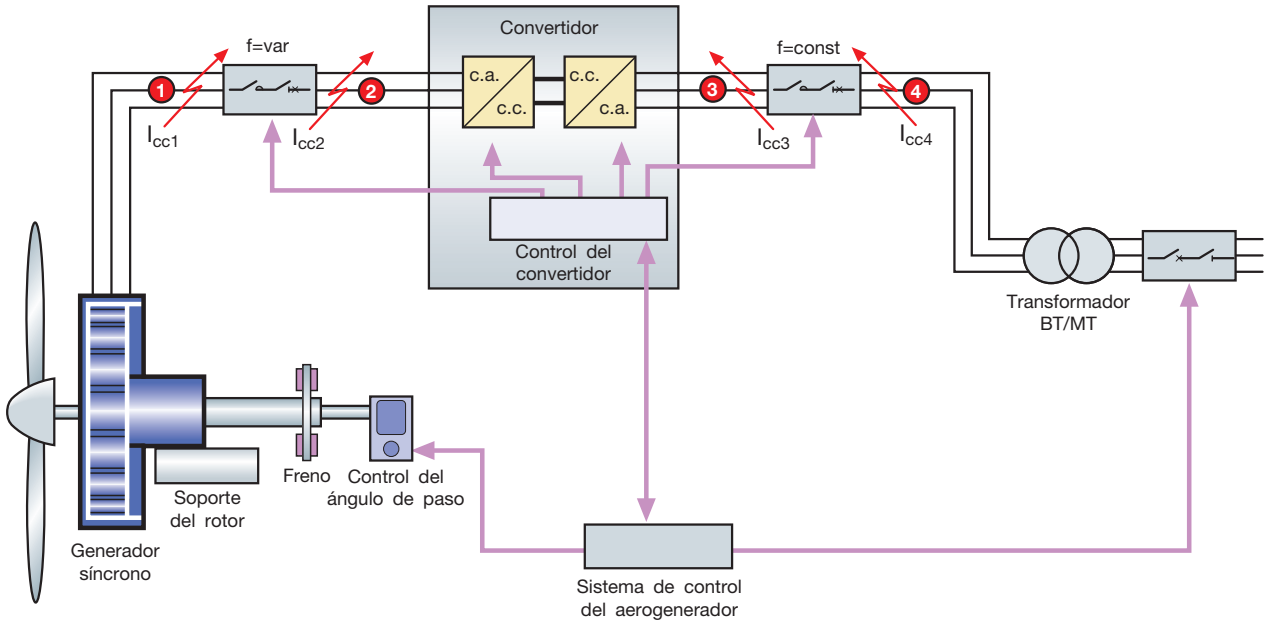
- lado de la red del convertidor
 - solo interruptor automático;
 - interruptor automático coordinado con contactor.
- lado del generador del convertidor
 - solo interruptor automático;
 - interruptor automático coordinado con contactor.

El enfoque de ABB es dar soporte al cliente en cada una de las soluciones anteriores, explicando las ventajas y desventajas de cada configuración, pero promoviendo en general el uso de la solución combinada con el contactor para las operaciones de maniobra coordinada con el interruptor automático para la protección y el seccionamiento.

Tabla 7.3

Características	Circuito principal de potencia	Circuito de excitación principal	Circuito de puesta en marcha
Corriente de carga [A]	≤ 3000	≤ 630	≤ 5
Tensión [V]	≤ 1000	≤ 690	≤ 690
Frecuencia [Hz]	50 – 60	50 – 60	50 – 60
Corriente de cortocircuito prevista [kA]	≤ 30 a 1000V	≤ 50 a 690V	≤ 50 a 690V
Presencia de corriente de entrada	No	No	Sí
Tipo de carga	AC1	AC3	AC3
Vida útil [años]	20	20	20
N.º de maniobras mecánicas (o eléctricas de poca corriente) de desconexión del sistema (mantenimiento o fuera de servicio)	100...1000	< 1000	No aplicable
N.º de maniobras mecánicas (o eléctricas de poca corriente) de conexión/desconexión de la red o de reconfiguración (control de producción)	10000...100000	No aplicable	No aplicable
N.º de maniobras eléctricas	< 100 (disparo de las protecciones o parada de emergencia)	< 100 (disparo de las protecciones o parada de emergencia)	> 10000 (inserción del circuito de excitación)
Protección contra sobreintensidades	Sí	Sí	Sí
Solución óptima	Interruptor automático + contactor (más de 1 maniobra al día) Interruptor automático (menos de 1 maniobra al día)	Interruptor automático + contactor	Interruptor automático + contactor

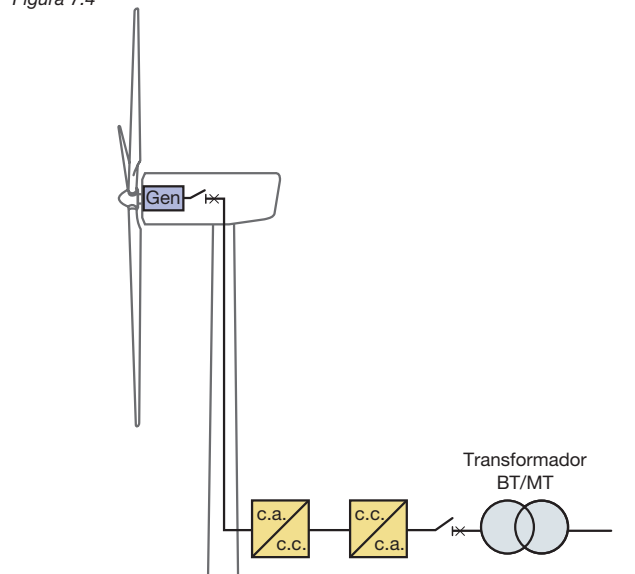
Figura 7.3



El interruptor automático entre generador y convertidor debe ser capaz de funcionar con una frecuencia variable de las magnitudes eléctricas (habitualmente entre 1 y 200 Hz según la velocidad de rotación del alternador) y debe cumplir las siguientes funciones:

- **seccionamiento:** durante los ciclos normales de funcionamiento o mantenimiento, los dispositivos de desconexión son controlados por el sistema automático del inversor. En esta situación hace falta un seccionamiento seguro que garantice el aislamiento de la fuente —representada por el generador— del resto del circuito, ya que los dispositivos semiconductores no deben usarse como único sistema de seccionamiento (IEC EN 61400-1);
- **seguridad:** los organismos certificadores exigen que haya una redundancia en el sistema interno de protección del inversor de forma que, al producirse un fallo, reaccione desconectando el generador: en este sentido el interruptor automático es un sistema de seguridad efectivo;
- **protección:** en caso de fallo que afecte al inversor o a la sección entre el generador y aquel (por ejemplo, en la conexión de un cable), el interruptor automático es capaz de detectar dicho fallo e interrumpirlo desconectando la fuente y protegiendo el cable. La probabilidad de dicho fallo no es despreciable, especialmente si el cable es de longitud considerable, como es el caso de instalaciones con el convertidor en la base de la torre (figura 7.4).

Figura 7.4



Este interruptor automático debe poder funcionar detectando corrientes de frecuencia variable y tener una tensión nominal de empleo U_e igual a:

$$U_e = 1.3 \cdot 1.1 \cdot U_n = 1.43 \cdot U_n \quad [7.5]$$

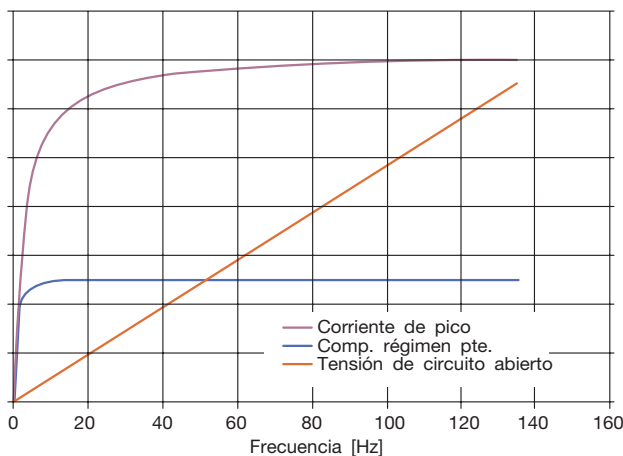
donde:

- U_n es la tensión nominal del generador;
- 1.1 tiene en cuenta la variación de la tensión generada en servicio;
- 1.3 tiene en cuenta el aumento de la tensión generada en caso de desaparición repentina de la carga.

La mayoría de los interruptores automáticos de BT están diseñados para funcionar a frecuencia fija, por lo que son poco adecuados para esta aplicación. Concretamente, las unidades de protección instaladas en estos equipos no son capaces de medir corrientes de frecuencia variable, por lo que no detectan correctamente los fallos. Por este motivo se requieren interruptores automáticos con unidades de protección especiales para frecuencia variable.

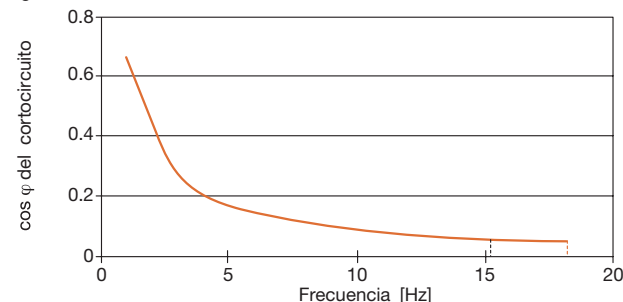
En la figura 7.5 se da un ejemplo del comportamiento, en función de la frecuencia, del valor rms de la tensión de circuito abierto, del valor rms de la componente en régimen permanente y del valor de pico de la contribución del generador a la corriente de cortocircuito. Como puede verse, la tensión crece linealmente con la frecuencia (como se explicó en el capítulo anterior), mientras que el valor rms de la componente en régimen permanente y el valor de pico de la corriente de cortocircuito tienden a estabilizarse con el aumento de aquella².

Figura 7.5



En la figura 7.6 se muestra la evolución del factor de potencia de cortocircuito aguas abajo del alternador en función de la frecuencia de funcionamiento. Como se aprecia, al aumentar la frecuencia el factor de potencia disminuye a causa del incremento de la reactancia de cortocircuito (la inductancia no varía, pero aumenta la pulsación ω). Hay que tener en cuenta este fenómeno, puesto que el interruptor automático tendrá que interrumpir la corriente de cortocircuito con el valor del factor de potencia que determine la frecuencia.

Figura 7.6



A la hora de seleccionar el poder de corte del interruptor automático de BT del circuito principal de potencia del lado del generador, es necesario evaluar las corrientes de cortocircuito en las distintas condiciones de fallo (figura 7.3):

- en el caso de un cortocircuito en el punto 1, la corriente de defecto I_{cc1} detectada por el interruptor automático se limitará aproximadamente al doble de la corriente nominal del convertidor;
- en el caso de un cortocircuito en el punto 2, la corriente de defecto I_{cc2} detectada por el interruptor automático la proporcionará el generador. Como primera aproximación, esta corriente, para un generador de potencia nominal S_{ng} funcionando a la tensión nominal U_n , es:

$$I_{cc2} = \frac{I_{ng} \cdot 100}{X_d'' \%} \quad [7.6]$$

donde:

$X_d'' \%$ es la reactancia subtransitoria directa del alternador expresada en porcentaje;

I_{ng} es la corriente nominal del generador:

$$I_{ng} = \frac{S_{ng}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad [7.7]$$

Al variar la frecuencia, varía la tensión en los terminales del generador, pero también lo hace la reactancia, de forma que la corriente de cortocircuito resulta prácticamente constante (figura 7.5).

De forma similar, para la selección del poder de corte del interruptor automático de BT del circuito principal de potencia del lado de la red es necesario evaluar las distintas condiciones de fallo (figura 7.3):

- en el caso de un cortocircuito en el punto 3, la corriente de defecto I_{cc3} detectada por el interruptor automático tomará un valor que dependerá de la potencia de cortocircuito de la red a la que está conectado el aerogenerador y de la impedancia de cortocircuito del transformador BT/MT;
- en el caso de un cortocircuito en el punto 4, la corriente de defecto I_{cc4} detectada por el interruptor automático se limitará aproximadamente al doble de la corriente nominal del convertidor.

Por otra parte, a efectos de la protección de los cables del lado del generador y del lado de la red con una capacidad I_z son válidas las consideraciones hechas en el apartado 7.2.2.

El umbral de disparo de la protección contra cortocircuitos del interruptor automático del circuito principal de potencia del lado del generador debe poder "interceptar" la curva decreciente de la corriente de cortocircuito del generador desde el valor inicial hasta el del régimen permanente.

² La corriente de carga del alternador presenta un comportamiento dependiente de la frecuencia similar al de la componente en régimen permanente de la corriente de cortocircuito.

En concreto:

- para interruptores automáticos con relés magnetotérmicos, el umbral magnético será bajo, con valores típicos de $2,5/3 I_n$, donde I_n es la corriente nominal del relé;
- para interruptores automáticos con relé electrónico, el umbral de disparo de la protección instantánea de cortocircuito³ se regulará generalmente entre $1,5$ y $4 I_{ng}$.

En la tabla 7.4 se resumen las principales características a tener en cuenta en la elección de los interruptores automáticos y contactores para el circuito principal de potencia del lado del generador y del lado de la red, así como para el circuito auxiliar principal.

³ Cuando también se disponga de una protección contra cortocircuitos con retardo, su umbral de disparo se ajustará normalmente entre $1,5$ y $4 I_{ng}$, mientras que el umbral de disparo de la protección instantánea de cortocircuito se ajustará a un valor superior a la corriente de cortocircuito del generador I_{ccg} , para permitir un disparo rápido por cortocircuito aguas arriba del interruptor automático en configuraciones de varias secciones de generación en paralelo (véase figura 7.8).

Con aerogeneradores grandes y, por consiguiente, con potencias en juego importantes, en lugar de que un solo convertidor gestione toda la potencia a veces se prefiere dividirla entre varios convertidores de menor tamaño puestos en paralelo (figura 7.7).

Figura 7.7

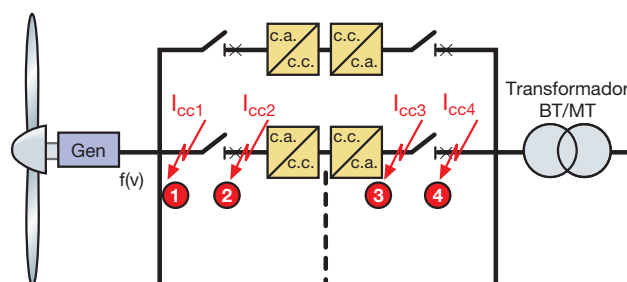


Tabla 7.4

Características	Circuito principal de potencia lado del generador	Circuito principal de potencia lado de la red	Circuito auxiliar principal
Corriente de carga [A]	≤ 5000 o $n \times 700 \dots 1600$	≤ 5000 o $n \times 700 \dots 1600$	< 250
Tensión [V]	≤ 1000	≤ 690	≤ 690
Frecuencia [Hz]	1...16 30...80 40...140	50 - 60	50 - 60
Corriente de cortocircuito prevista [kA]	≤ 15 a $1000V^*$	35 a 690V	
Presencia de corriente de entrada	No	No	Sí
Tipo de carga	AC1	AC1	AC3
Vida útil [años]	20	20	20
N.º de maniobras mecánicas (o eléctricas de poca corriente) de desconexión del sistema (mantenimiento o fuera de servicio)	100...1000	< 1000	< 1000
N.º de maniobras mecánicas (o eléctricas de poca corriente) de conexión/desconexión de la red o de reconfiguración (control de producción)	No disponible (normalmente el generador permanece conectado al convertidor)	1000...100000 (en función de la estrategia de control)	No aplicable
N.º de maniobras eléctricas	< 500 (disparo de las protecciones o parada de emergencia)	< 500 (disparo de las protecciones o parada de emergencia)	> 500 (disparo de las protecciones o parada de emergencia)
Protección contra sobretensiones	Sí	Sí	Sí
Solución óptima	Interruptor automático (si se requiere la protección del cable de conexión o de la entrada del convertidor) Interruptor-seccionador (si existe un sistema de protección externo)	Interruptor automático + contactor (más de 1 maniobra al día) Interruptor automático (menos de 1 maniobra al día)	Interruptor automático

* Dependiendo de la potencia y la configuración de la instalación

En presencia de n convertidores en paralelo, a la hora de seleccionar el poder de corte de cada uno de los interruptores automáticos del circuito principal de potencia del lado del generador es necesario evaluar las siguientes condiciones de fallo:

- en el caso de un cortocircuito en el punto 1, la corriente de defecto I_{cc1} se limitará aproximadamente al doble de la corriente nominal de un solo convertidor;
- en el caso de un cortocircuito en el punto 2, la corriente de defecto I_{cc2} será la suma de la corriente de cortocircuito proporcionada por el generador más aproximadamente $2 \cdot (n-1)$ veces la corriente nominal de un solo convertidor (considerando los n convertidores todos iguales).

En cambio, para la selección del poder de corte de cada uno de los interruptores automáticos del circuito principal de potencia del lado de la red es necesario evaluar las corrientes de cortocircuito en las condiciones siguientes:

- en el caso de un cortocircuito en el punto 3, la corriente de defecto I_{cc3} será la suma de la corriente de cortocircuito proporcionada por la red más aproximadamente $2 \cdot (n-1)$ veces la corriente nominal de un solo convertidor (considerando los n convertidores todos iguales);

- en el caso de un cortocircuito en el punto 4, la corriente de defecto I_{cc4} se limitará aproximadamente al doble de la corriente nominal de un solo convertidor.

En ocasiones, el grupo generador puede subdividirse en varias secciones en paralelo, como se indica en la figura 7.8.

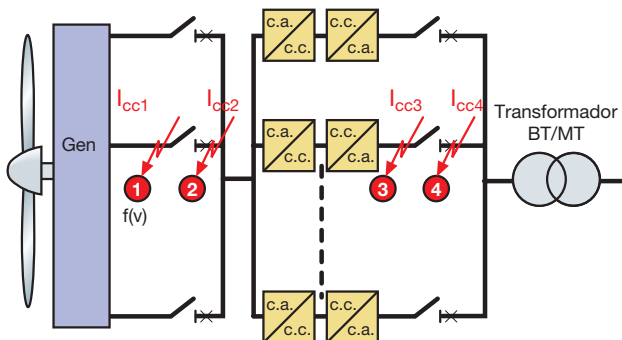
En esta configuración, con m secciones del generador en paralelo y n convertidores en paralelo, a la hora de seleccionar el poder de corte de cada uno de los interruptores automáticos del circuito principal de potencia del lado del generador es necesario evaluar las condiciones siguientes:

- en el caso de un cortocircuito en el punto 1, la corriente de defecto I_{cc1} será la suma de la corriente de cortocircuito proporcionada por las otras $m-1$ secciones en paralelo más $2n$ veces la corriente nominal de un solo convertidor (considerando los n convertidores todos iguales);
- en el caso de un cortocircuito en el punto 2, la corriente de defecto I_{cc2} será la proporcionada por una única m -ésima sección del generador aferente.

En cambio, para seleccionar el poder de corte de cada uno de los interruptores automáticos del circuito principal de potencia del lado de la red es necesario evaluar las condiciones siguientes:

- en el caso de un cortocircuito en el punto 3, la corriente de defecto I_{cc3} será la suma de la corriente de cortocircuito proporcionada por la red más aproximadamente $2 \cdot (n-1)$ veces la corriente nominal de un solo convertidor (considerando los n convertidores todos iguales);
- en el caso de un cortocircuito en el punto 4, la corriente de defecto I_{cc4} se limitará aproximadamente al doble de la corriente nominal de un solo convertidor.

Figura 7.8



7.3 Protección contra defectos a tierra

Cuando se tiene un defecto a tierra en una sección del circuito eléctrico de potencia, la corriente de defecto por lo común estará constituida por la componente aportada por el generador (especialmente en las configuraciones de convertidor total) y por la componente entregada por la red.

7.3.1 Componente del generador

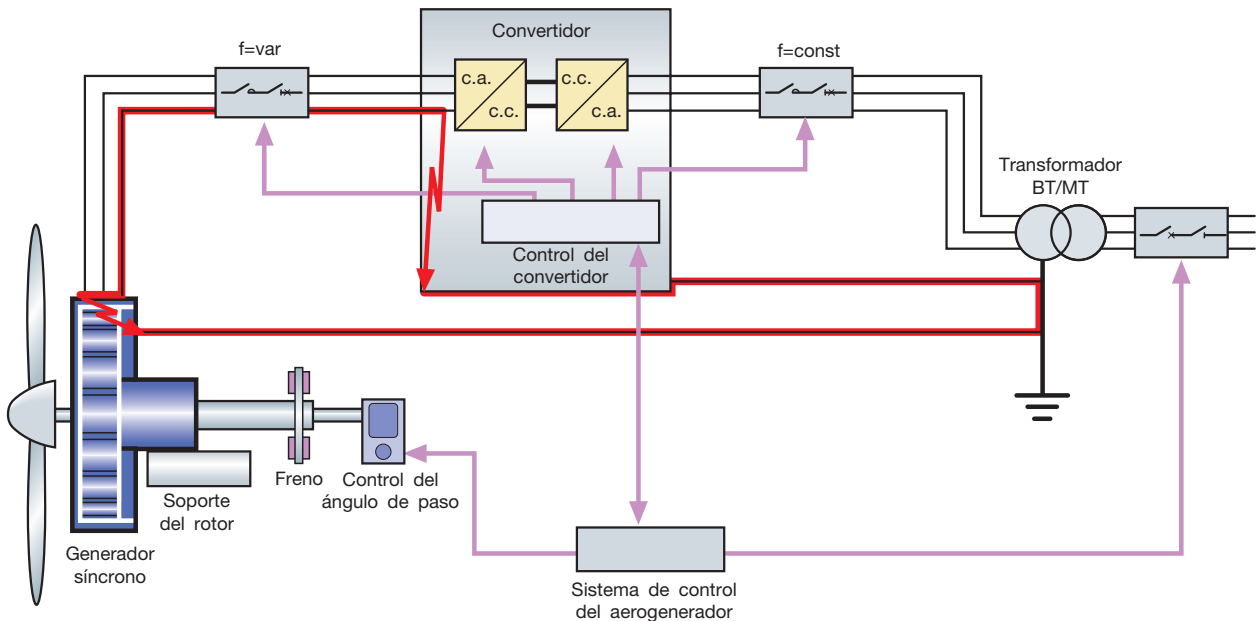
Los generadores, en las tres configuraciones anteriores, tienen usualmente las partes bajo tensión aisladas de tierra, mientras que las partes conductoras expuestas van conectadas a tierra. En tal caso, se trata de un sistema IT y la resistencia de puesta a tierra de las partes conductoras expuestas debe cumplir la relación (CEI 64-8):

$$R_e \leq \frac{U_L}{I_d} \quad [7.8]$$

donde I_d es la corriente de primer defecto a tierra proporcionada por el generador, desconocida a priori pero en general muy pequeña dada la extensión limitada del circuito principal⁴.

⁴ En un sistema IT, la corriente de primer defecto a tierra I_d es predominantemente capacitiva. Si la instalación es de extensión limitada, la susceptancia capacitiva a tierra es moderada y, por tanto, la corriente de primer defecto a tierra es reducida.

Figura 7.9



En consecuencia, la resistencia de tierra R_e del anexo C, dimensionada para un fallo en la red, normalmente satisface la relación [7.8].

El escaso valor de la corriente I_d limita además las consecuencias de un defecto a tierra, en gran medida por la ausencia de arcos peligrosos para personas y objetos.

Si el primer defecto permanece, el sistema ya no es IT, pasando a convertirse en un sistema TN (caso típico de una única instalación de puesta a tierra).

Si el primer defecto no se elimina en un plazo razonable, puede producirse un segundo defecto a tierra en otra fase del circuito.

En la configuración de velocidad fija o de velocidad variable doblemente alimentado o de convertidor total, en el caso de doble defecto a tierra en el lado del generador del convertidor (figura 7.9), se establece una corriente a tierra, alimentada por la tensión entre fases, que debe ser interrumpida por el dispositivo de protección del circuito, que en el ejemplo de la figura 7.9 es el interruptor automático situado entre el alternador y el convertidor.

En este caso, la ventaja de la continuidad de servicio del sistema IT desaparecería, por lo que es necesario un sistema de control de aislamiento a tierra para una rápida detección y eliminación del primer defecto a tierra.

Si hay un convertidor, este sistema de control suele hallarse en su interior.

En las configuraciones de velocidad variable, en caso de doble defecto del lado de la red del convertidor, el propio convertidor limita la componente del generador de la corriente de defecto, pasando luego a modo en espera por el disparo de las protecciones internas (figura 7.10).

El interruptor automático situado entre el alternador y el convertidor podría detectar tal corriente de defecto limitada dado que presenta un umbral de disparo de la protección contra cortocircuitos ajustado a valores pequeños (véanse las consideraciones anteriores), aunque generalmente los tiempos de disparo de las protecciones internas del convertidor son menores.

En el caso de un segundo defecto a tierra, el circuito de defecto se alimenta con la tensión entre fases, pero no se conoce a priori el anillo de defecto ni la respectiva impedancia.

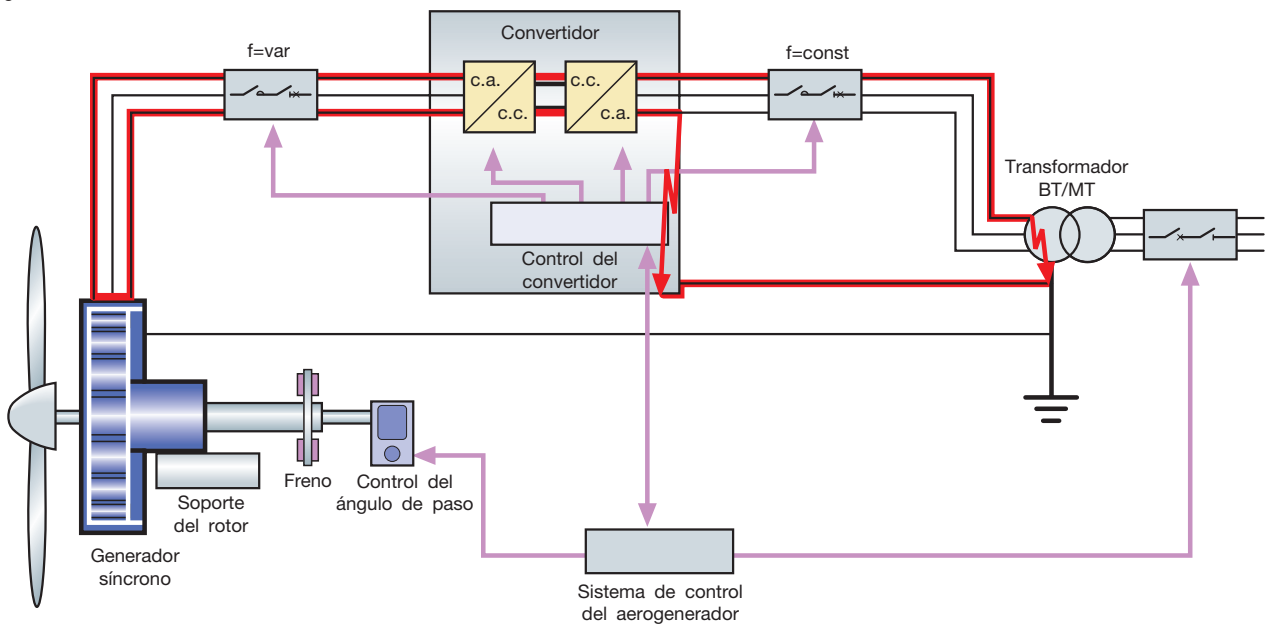
Por ello, la norma CEI 64-8 impone la convención de reducir la impedancia del anillo de defecto de cada circuito, compuesto por el conductor de fase y el conductor de protección, a la mitad de lo permitido en el correspondiente sistema TN y, por tanto, para cada circuito debe cumplirse la relación (neutro no distribuido):

$$Z_s \leq \frac{U}{2 \cdot I_a} \quad [7.9]$$

donde:

I_a es la corriente que provoca el disparo del dispositivo de protección en los tiempos establecidos para los sistemas TN.

Figura 7.10



7.3.2 Componente de la red

Considerando ahora la componente de la corriente de defecto a tierra proporcionada por la red, en presencia de un transformador BT/MT típico en aerogeneradores de tamaño mediano o grande, se presenta la situación habitual de una instalación TN con el centro de la estrella del lado BT del transformador conectado directamente a la instalación de puesta a tierra común. Por lo tanto, en la configuración de velocidad fija o de velocidad variable doblemente alimentado o de convertidor total con defecto en el lado del convertidor (figura 7.11), la protección es posible por medio de dispositivos de protección contra sobrintensidades siempre que la corriente de defecto provoque el disparo de estos dentro de los tiempos prescritos por la norma CEI 64-8. En las configuraciones de velocidad variable, en caso de defecto del lado del generador del convertidor, el

propio convertidor limita la componente de la red de la corriente de defecto, pasando luego a modo en espera por el disparo de las protecciones internas (figura 7.12).

El interruptor automático situado entre el convertidor y el transformador suele tener un umbral de disparo de la protección contra cortocircuitos ajustado a un valor mayor que la corriente limitada por el convertidor, por lo que no detecta tales valores y no dispara.

En plantas eólicas de menor potencia conectadas a la red y con una instalación de usuario en paralelo, para las masas aguas abajo del transformador y en instalaciones sin transformador, véanse las indicaciones para la protección contra defectos a tierra facilitadas en los apartados 5.2.2 y 5.3, respectivamente, del CT10 sobre plantas fotovoltaicas.

Figura 7.11

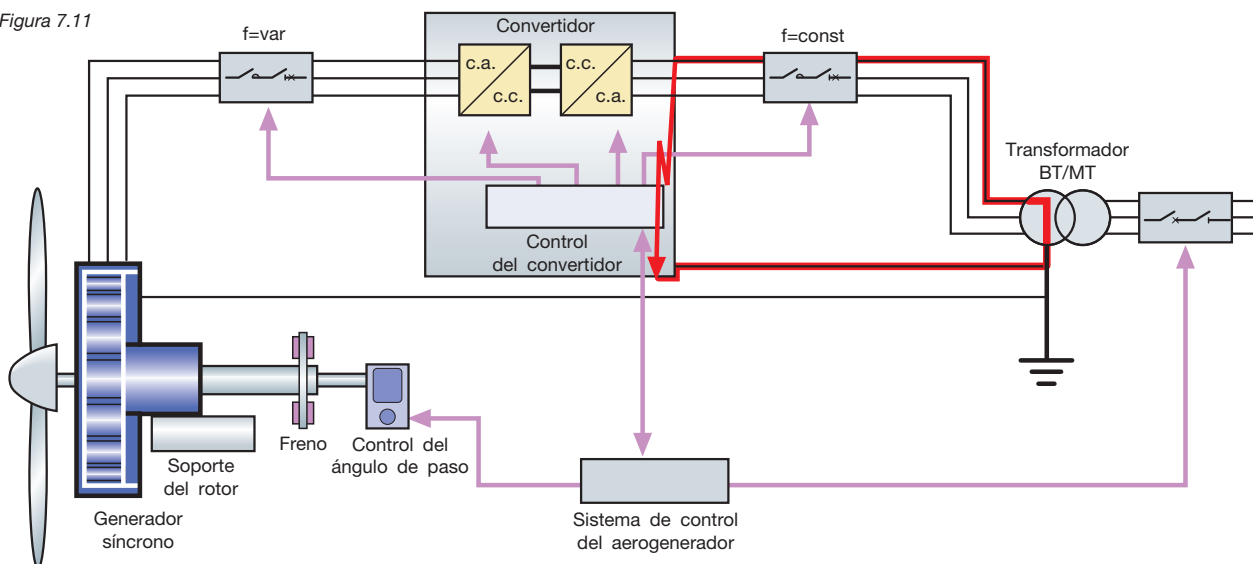
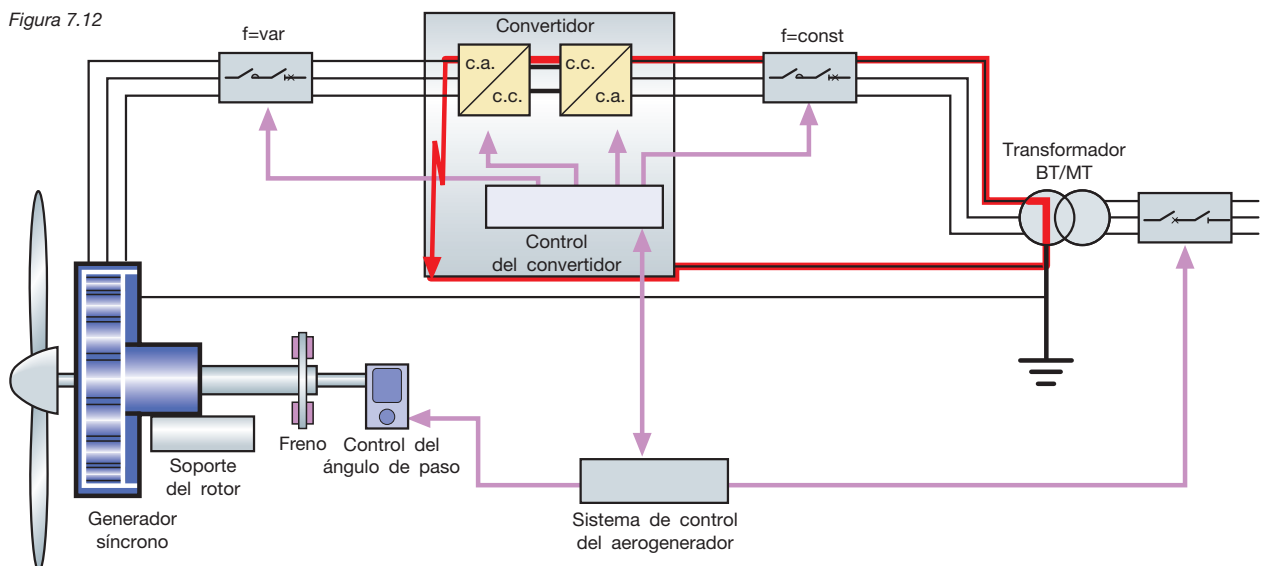


Figura 7.12



8 Protección contra sobretensiones

8.1 Generalidades

Las instalaciones eólicas, al ser exteriores, pueden estar expuestas a sobretensiones directas e indirectas de origen atmosférico¹, además de a las propias de maniobra.

La protección contra rayos permite reducir los riesgos para las personas (principalmente el personal encargado)², el mantenimiento por daños en la estructura y en los componentes internos, y las pérdidas económicas por falta de producción energética en caso de fallo en la instalación.

Si el aerogenerador se instala sobre un edificio (figura 8.1) alterando significativamente su perfil, es necesaria una nueva evaluación del riesgo para valorar la conveniencia de recurrir a un sistema de protección contra rayos (LPS, por sus siglas en inglés) o de modificar el equipo existente.

Figura 8.1



Si el aerogenerador se instala en el suelo —aisladamente o como parte de un parque eólico—, debido a su altura y por tratarse a menudo de la estructura más alta de los alrededores, constituye un "blanco ideal" para las descargas atmosféricas (figura 8.2).

En particular, la altura de las torres eólicas (especialmente las de más de 100 m) facilita las descargas atmosféricas ascendentes desde la estructura hacia la nube³.

Figura 8.2



Salvo que el análisis de riesgos determine lo contrario, los componentes de un aerogenerador deben protegerse de acuerdo con un nivel de protección contra rayos I (LPL-I).

Este nivel tiene en cuenta los parámetros de los impactos más fuertes; un análisis de riesgos preciso puede hacer que se considere económicamente conveniente diferenciar entre niveles de protección: por ejemplo, proteger las palas con el LPL más exigente, mientras que otras partes que pueden ser reparadas o sustituidas a un coste menor se protegerían con un LPL más bajo.

¹ Para la definición de sobretensión directa e indirecta, véase el apartado 6.4 del CT10 "Plantas fotovoltaicas".

² El principal objetivo de los LPS es reducir el riesgo a un nivel aceptable R_r . Un valor representativo de R_r , donde los efectos de los impactos de rayo comportan la pérdida de vidas humanas o lesiones permanentes, es de 10^{-5} años⁻¹.

³ La carga eléctrica acumulada en las nubes de tormenta induce en el suelo subyacente cargas eléctricas de signo contrario, pero normalmente el campo eléctrico creado no es suficiente para producir la descarga ascendente. Como consecuencia, una gran parte de los rayos desciende de la nube al suelo. Sin embargo, el campo eléctrico inducido se intensifica en presencia de superficies puntiagudas, como montañas o estructuras elevadas como torres o aerogeneradores. En este caso, el campo eléctrico puede alcanzar suficiente intensidad como para desencadenar una descarga ascendente.

8.2 Protección de las palas

Las palas son la parte más expuesta de toda la estructura y el sistema de protección contra rayos debe garantizar que los daños causados por una descarga atmosférica puedan ser tolerados hasta la siguiente operación de inspección y mantenimiento que haya programada.

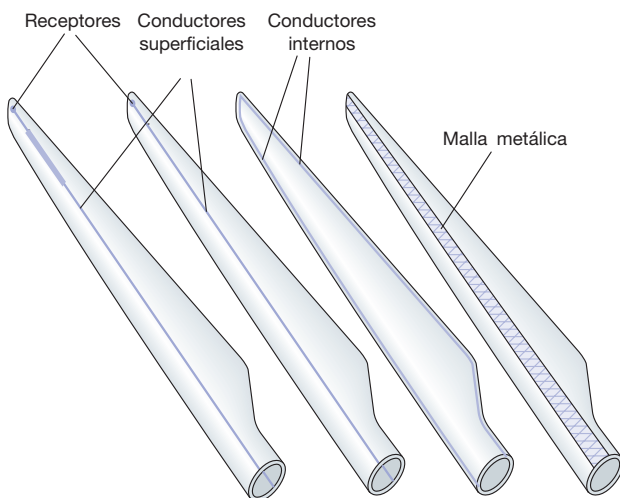
La experiencia demuestra que el rayo descarga en los puntos más cercanos a los extremos de las palas (IEC 61400-24 Anexo C).

El fenómeno responsable del daño estructural más grave en la pala es la onda de presión que crean los arcos eléctricos cuando el rayo ha recorrido el interior de la pala y que se deben a la presencia de cavidades de aire internas o entre las distintas capas del material compuesto. El daño causado puede ir desde el agrietamiento de la superficie hasta la total desintegración de la pala.

Los daños son menores cuando el arco eléctrico se forma en la superficie externa de la pala o la corriente del rayo circula por componentes metálicos de sección insuficiente. Por tanto, el objetivo de la protección contra rayos en las palas es conducir la corriente del rayo desde el punto de descarga hasta el buje evitando la formación de arcos internos.

Para ello se guía la corriente del rayo mediante conductores metálicos de sección adecuada fijados a la superficie⁴ de la pala o dentro de ella, o añadiendo una malla metálica interna en su superficie⁵ (figura 8.3).

Figura 8.3



⁴ Esta elección puede, sin embargo, afectar negativamente a la aerodinámica de la pala o aumentar el nivel de ruido.

⁵ La ventaja principal de añadir una malla metálica es que sirve de apantallamiento ante el campo electromagnético inducido de los posibles elementos conductores que constituyen el cuerpo de la pala (p. ej., fibras de carbono).

8.3 Protección del buje/cubierta

El buje de los aerogeneradores grandes es en realidad un bloque de acero hueco, casi esférico, de unos 2 o 3 m de diámetro, de manera que el propio espesor del material asegura que sea de por sí inmune a los impactos de rayo.

No obstante, el buje presenta a menudo una tapa de fibra de vidrio —la cubierta— que gira con él.

Ante la posibilidad de que un rayo descargue directamente sobre la cubierta, debe preverse una protección adecuada consistente por lo general en una estructura metálica conectada al buje, aún más necesaria en los casos de aerogeneradores que lleven instalados sistemas de control electromecánicos y actuadores (p. ej., el sistema de regulación del ángulo de paso) entre el buje y la cubierta.

8.4 Protección de los soportes y de los sistemas hidráulicos y de refrigeración

En el interior de la góndola hay diferentes soportes (del eje principal, del multiplicador, del generador, etc.) y mecanismos actuadores que poseen partes móviles en contacto directo o indirecto con partes de la turbina por las que fluiría la corriente del rayo, por lo que deben ser protegidas de manera que la posible descarga que las atravesase sea de un nivel aceptable.

En los sistemas hidráulicos en especial es necesario considerar el riesgo de pérdida de aceite por rotura de las uniones y el riesgo de ignición del propio fluido. La protección puede efectuarse mediante anillos giratorios y contactos deslizantes (figura 8.4) cuya impedancia sea menor que la del camino natural de la corriente del rayo a través de los componentes.

Figura 8.4



8.5 Electrodo de puesta a tierra

La corriente del rayo que llega al suelo a través de la estructura metálica de la torre debe ser dispersada adecuadamente por el terreno mediante un sistema de puesta a tierra capacitado para conducir corrientes de elevada intensidad y frecuencia sin que se produzcan efectos térmicos o electrodinámicos peligrosos.

Habitualmente se recomienda (IEC 61400-24) que el sistema de puesta a tierra para la protección contra descargas atmosféricas y la toma de tierra para el funcionamiento y protección normales de la instalación eléctrica se combinen en un único sistema de dispersión.

Se recomienda además incluir en él las estructuras metálicas de la cimentación para reducir al máximo la resistencia de tierra y que el dispersor sea preferiblemente un electrodo de anillo en contacto con el suelo al menos el 80% de su longitud.

En el caso específico de un terreno rocoso (y por tanto de elevada resistividad) se recomienda el uso de al menos dos electrodos de anillos concéntricos que pueden clavarse en la roca mediante picas.

Por el contrario, en el caso de aerogeneradores marinos, dado que la resistividad del agua salada es bastante inferior que la de la mayoría de terrenos, en general no son necesarios electrodos de anillo; bastará con los hierros de la cimentación.

Finalmente, cada aerogenerador del parque eólico debe poseer su propio sistema de puesta a tierra, conectándose todos ellos al de la subestación de transformación mediante conductores de tierra

adecuados; de esta forma se consiguen mejoras en la equipotencialidad y en la reducción de la resistencia de tierra global (especialmente en los casos en que es difícil conseguir un valor de resistencia a tierra adecuado en torno a cada turbina).

8.6 Aplicación del concepto de LPZ

Un aerogenerador puede dividirse físicamente en distintas zonas, las cuales definen de forma aproximativa el grado de influencia de un rayo sobre los componentes de dicha zona. La división en zonas de protección contra rayos (LPZ: Lightning Protection Zones) es un método para garantizar una protección suficiente y sistemática de los distintos componentes del aerogenerador.

Las LPZ se definen según la mayor o menor probabilidad de descarga directa en ellas y del correspondiente campo electromagnético inducido alcanzado.

Después se aplican métodos adicionales de protección contra rayos con el fin de garantizar que los equipos eléctricos internos de una determinada zona puedan soportar la intensidad de la corriente del rayo y los fenómenos electromagnéticos asociados.

En la tabla 8.1 se muestran las diferentes LPZ (IEC 61400-24 Anexo E).

Los límites entre las zonas LPZ 0_A y LPZ 0_B podrán determinarse mediante el modelo de las "esferas rodantes" (figura 8.5).

Tabla 8.1

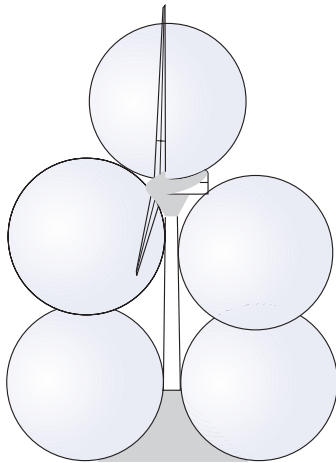
Zonas exteriores	
LPZ 0	Zona en la que el riesgo se debe a un campo electromagnético de descarga no atenuado y en el cual los sistemas internos pueden ser sometidos a la totalidad o a una parte del impulso de corriente del rayo. A su vez, la zona 0 puede subdividirse en dos subzonas 0_A y 0_B .
LPZ 0_A	Zona en la que el riesgo se debe a la descarga directa del rayo y al campo electromagnético inducido. Los sistemas internos de esta zona pueden estar expuestos a la totalidad o a una parte del impulso de corriente del rayo.
LPZ 0_B	Zona protegida contra las descargas directas y en la que el riesgo es debido al campo electromagnético inducido. Los sistemas internos de esta zona pueden estar expuestos a una parte de la corriente del rayo.
Zonas interiores	
LPZ 1	Zona en la que el impulso de corriente del rayo está limitado por la distribución ⁶ del mismo y por los SPD de la periferia. El apantallamiento espacial puede reducir el campo electromagnético inducido.
LPZ 2..N ⁷	Zona en la que el impulso de corriente del rayo está limitado por la posterior distribución del mismo y por los SPD de la periferia. Un apantallamiento espacial adicional puede llevar a una posterior reducción del campo electromagnético inducido.

⁶ Es la reducción de la corriente en cada uno de los conductores del LPS debida a la distribución de la corriente del rayo entre los diferentes conductores que constituyen el LPS.

⁷ En general, cuanto mayor es el número de una zona, menores son los valores de las magnitudes inducidas por la descarga.

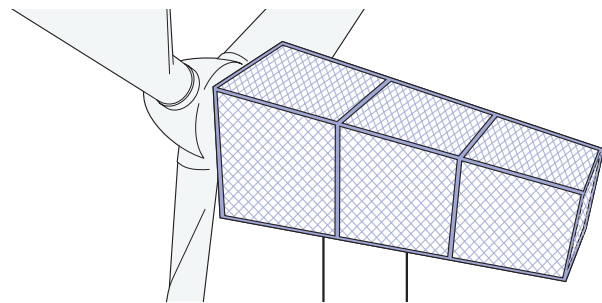
Las partes sobre las que las esferas no pueden rodar están protegidas del impacto directo de rayo. Por consiguiente, las zonas en gris son zonas LPZ 0_B no golpeadas directamente por el rayo, mientras que el resto de la superficie del aerogenerador es una zona LPZ 0_A.

Figura 8.5



Los límites entre las zonas LPZ 0_A o LPZ 0_B y las zonas LPZ1 pueden ponerse en la torre o en la cubierta superior de la góndola, siempre que esta sea metálica o disponga de una malla lo bastante densa (figura 8.6) como para proteger los componentes internos (funcionando como una jaula de Faraday).

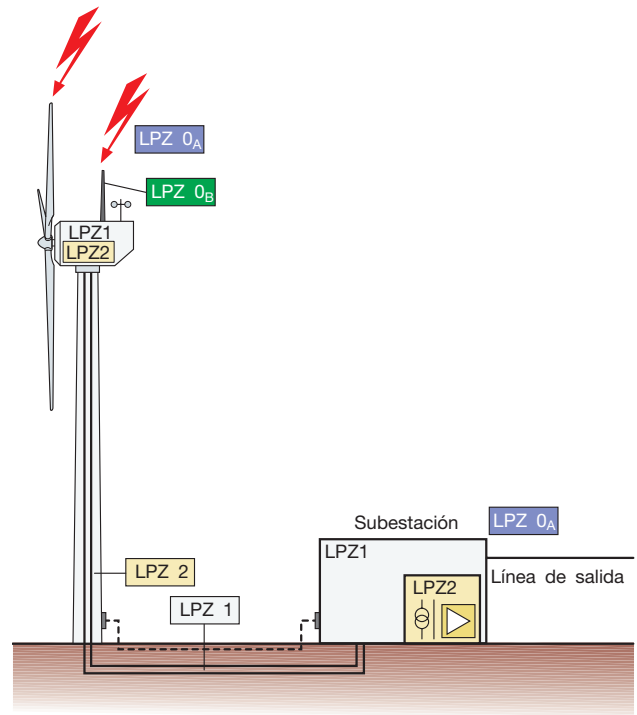
Figura 8.6



La góndola (provista de malla), la torre y la subestación de transformación son LPZ1 (figura 8.7). Los dispositivos instalados en el interior de estructuras metálicas en LPZ1 están en zonas de protección LPZ2.

Si la torre es de estructura tubular metálica y hay una buena continuidad eléctrica entre las diferentes partes que la constituyen, ella misma es una eficaz jaula de Faraday que conduce satisfactoriamente a tierra la corriente del rayo, por lo que la zona interior puede ser considerada LPZ2⁸ (figura 8.7).

Figura 8.7



⁸ Las torres de celosía protegen su espacio interior de las descargas directas y reducen el campo electromagnético inducido, de manera que el espacio interior puede considerarse una zona LPZ 0_B.

En las figuras 8.8 y 8.9 se muestra la subdivisión en zonas del rotor y de la góndola, en las configuraciones doblemente alimentado y convertidor total, respectivamente.

Figura 8.8

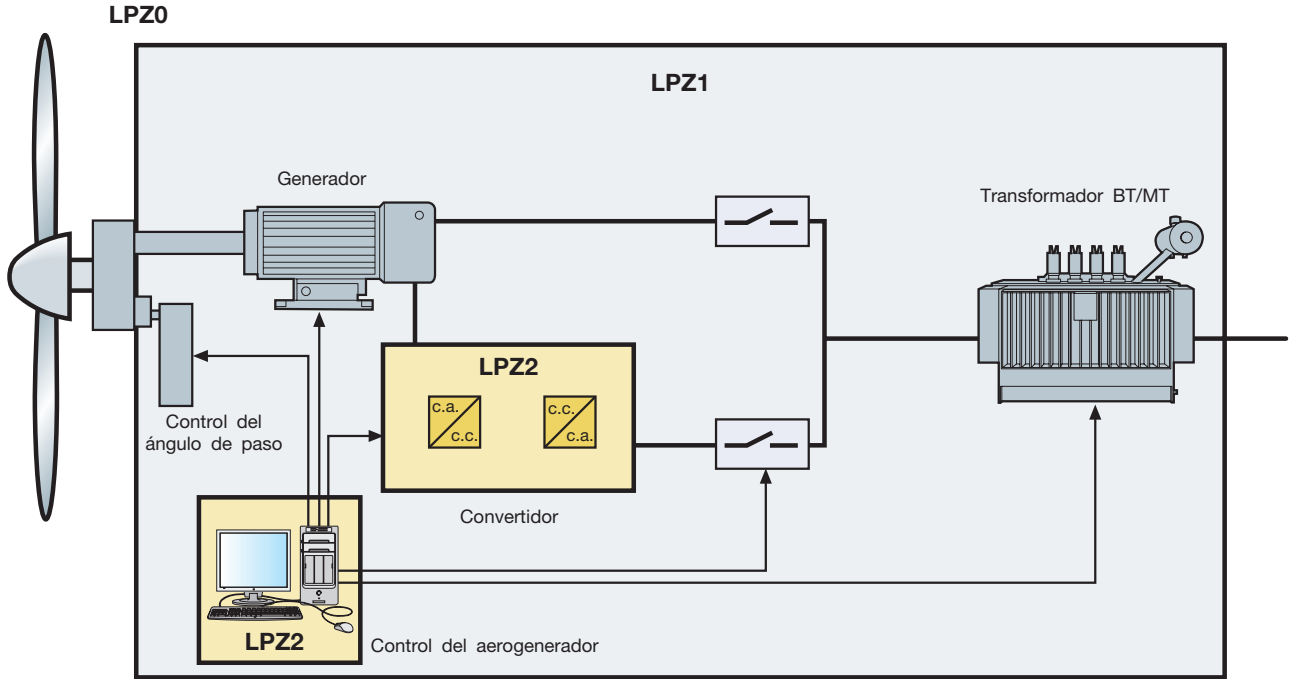
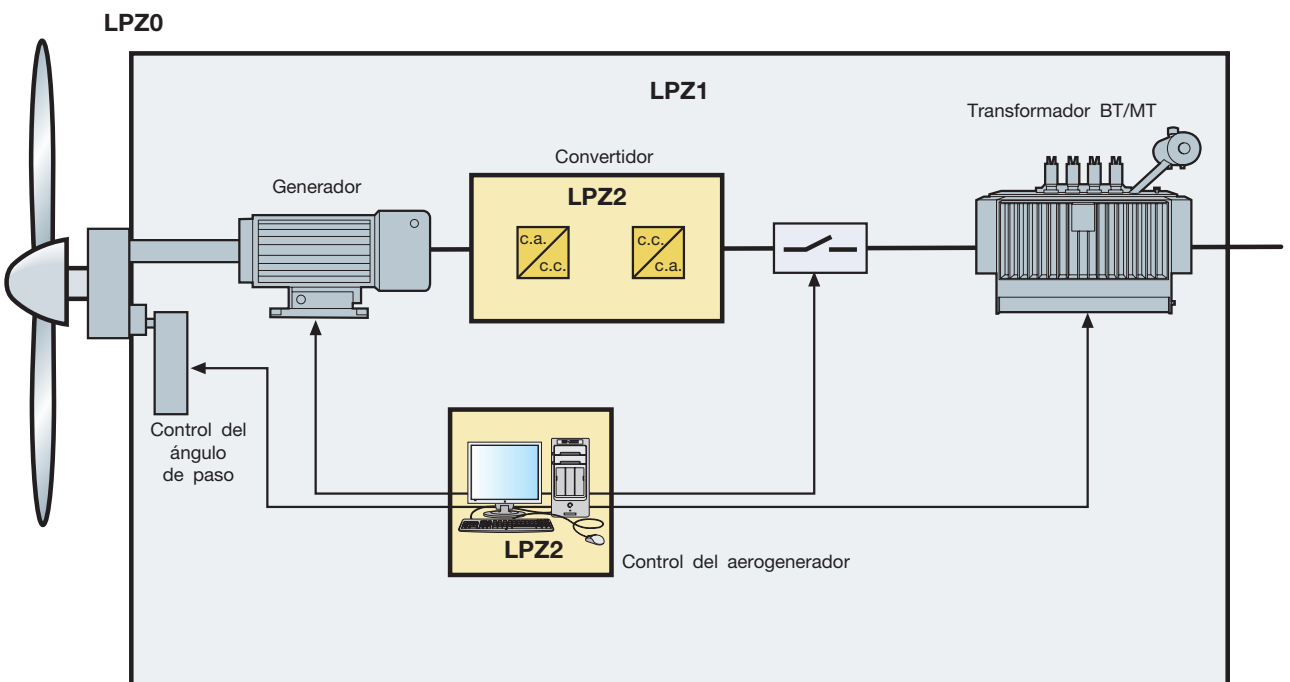


Figura 8.9



8.7 Utilización de los SPD

Con el fin de evitar daños graves por impactos de rayo que puedan provocar averías en distintos componentes, dentro de una determinada zona debe garantizarse que ningún dispositivo se vea expuesto a corrientes de rayo y a campos electromagnéticos inducidos (con la consiguiente sobretensión de origen atmosférico) superiores a sus niveles de tolerancia. La protección puede conseguirse mediante el uso de cables apantallados, reduciendo los bucles entre ellos y utilizando protectores contra sobretensiones (SPD: Surge Protection Device).

La instalación de los SPD adecuados también protege contra sobretensiones de maniobra debidas a operaciones en el aerogenerador (internas) o en la red eléctrica (externas) a la cual está conectado. Estas sobretensiones en el interior del aerogenerador se originan principalmente por:

- cortocircuitos en la red;
- energía almacenada en los convertidores estáticos en caso de desconexión;
- desconexión de cargas en los cuadros de baja tensión.

Para la selección del SPD adecuado, además de los parámetros de descarga del rayo, también deben tenerse en cuenta otros parámetros eléctricos:

- tensión máxima (de línea y entre fases), incluidas las tolerancias debida al ajuste;
- frecuencia máxima;
- nivel de la corriente de cortocircuito;
- tensiones transitorias superpuestas a la tensión de funcionamiento.

Además, los SPD deben soportar los rigores medioambientales propios del lugar de instalación, como:

- temperatura ambiente;
- humedad;
- atmósfera corrosiva;
- impactos mecánicos y vibraciones.

Los tipos de SPD que deben instalarse en la línea de entrada a cada LPZ son los siguientes (IEC 61400-24):

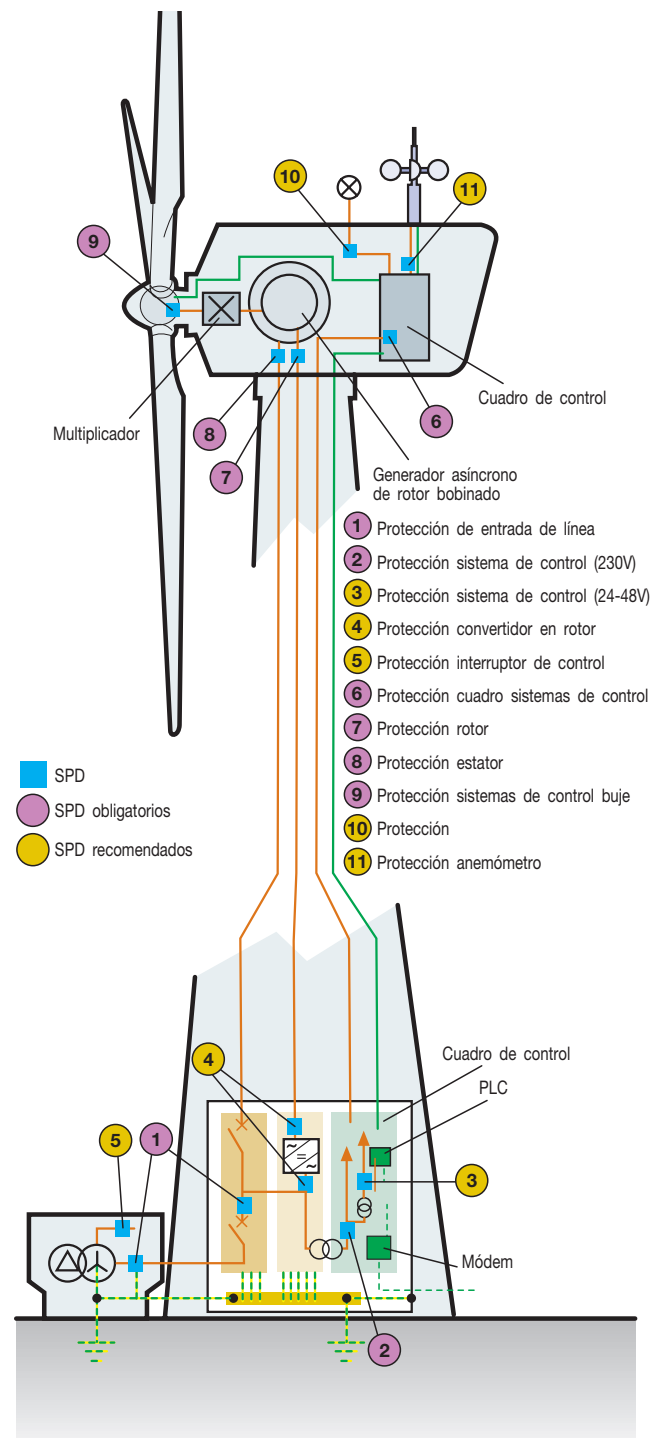
- *Tipo I* – lo más cerca posible de la periferia de la LPZ 1;
- *Tipo II* – lo más cerca posible de la periferia de la LPZ 2 o superior y, si es necesario, lo más cerca posible de los dispositivos a proteger.

De acuerdo con los criterios de selección anteriores, los SPD se instalan principalmente:

- en el sistema de generación, en el circuito de potencia y en el de excitación;
- en el sistema de control del ángulo de paso;
- en el sistema de control de orientación;
- en el sistema de control del aerogenerador;
- en los sistemas auxiliares.

La figura 8.10 muestra en detalle los puntos de instalación de los SPD en un sistema doblemente alimentado, en el cual los sistemas aguas abajo del generador están situados en la base de la torre.

Figura 8.10



Los datos relativos a la dirección y velocidad del viento (proporcionados por el anemómetro) se transmiten al buje y al sistema de orientación para un ajuste óptimo de las palas y de la góndola.

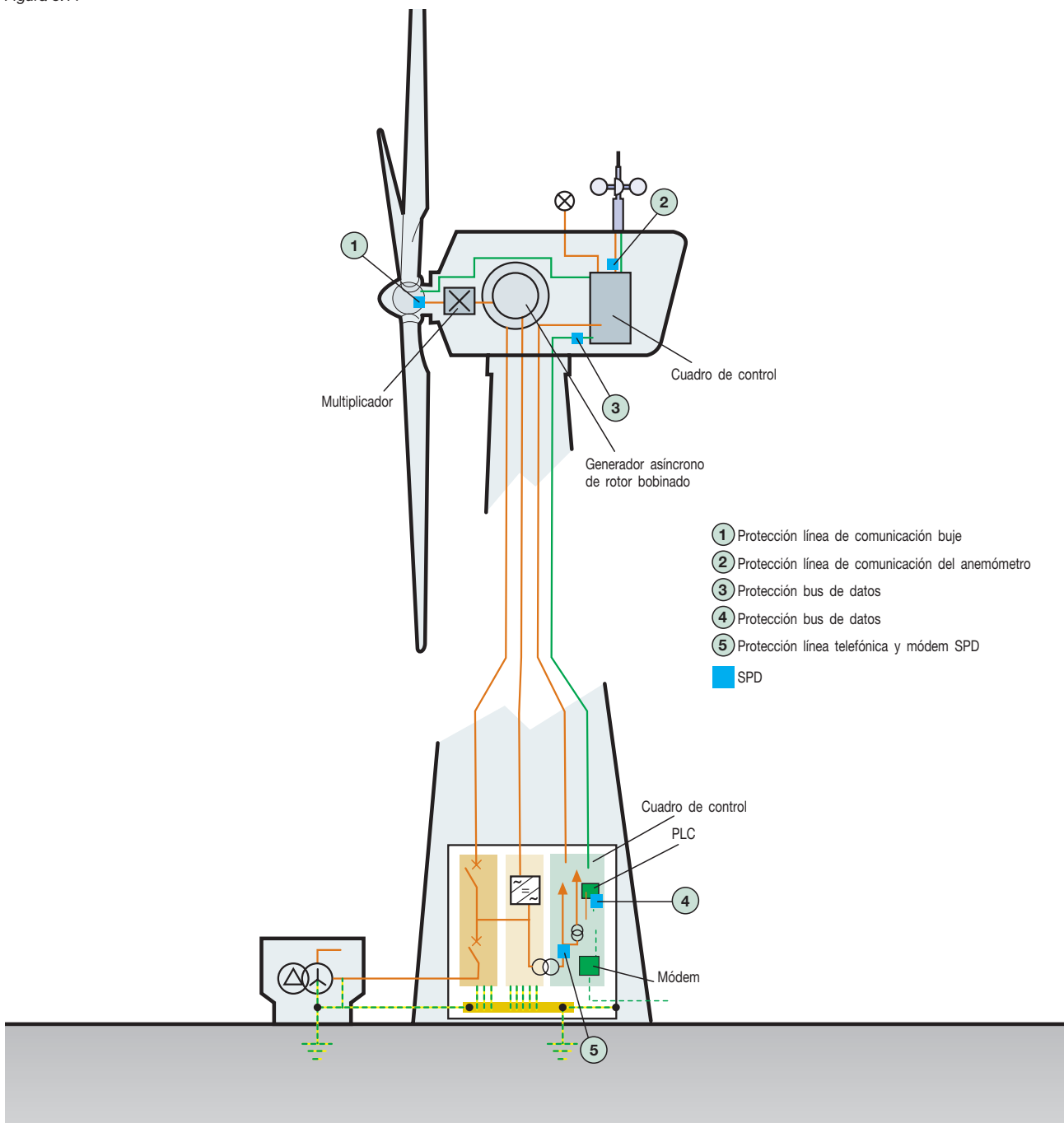
Por ello es conveniente que las líneas de comunicación entre los sistemas automáticos estén protegidas contra sobretensiones con la instalación de SPD adecuados, tal como se muestra en la figura 8.11. Para la protección del sistema de control del ángulo de

paso, del sistema de control de orientación y de los sistemas auxiliares, en general basta con SPD de Tipo II para la protección contra descargas indirectas.

A continuación se dan indicaciones generales sobre el tipo de SPD que debe utilizarse en el circuito principal de potencia de las tres configuraciones siguientes:

- velocidad fija – generador asíncrono;
- velocidad variable – doblemente alimentado;
- velocidad variable – convertidor total.

Figura 8.11



8.7.1 Velocidad fija – Generador asíncrono

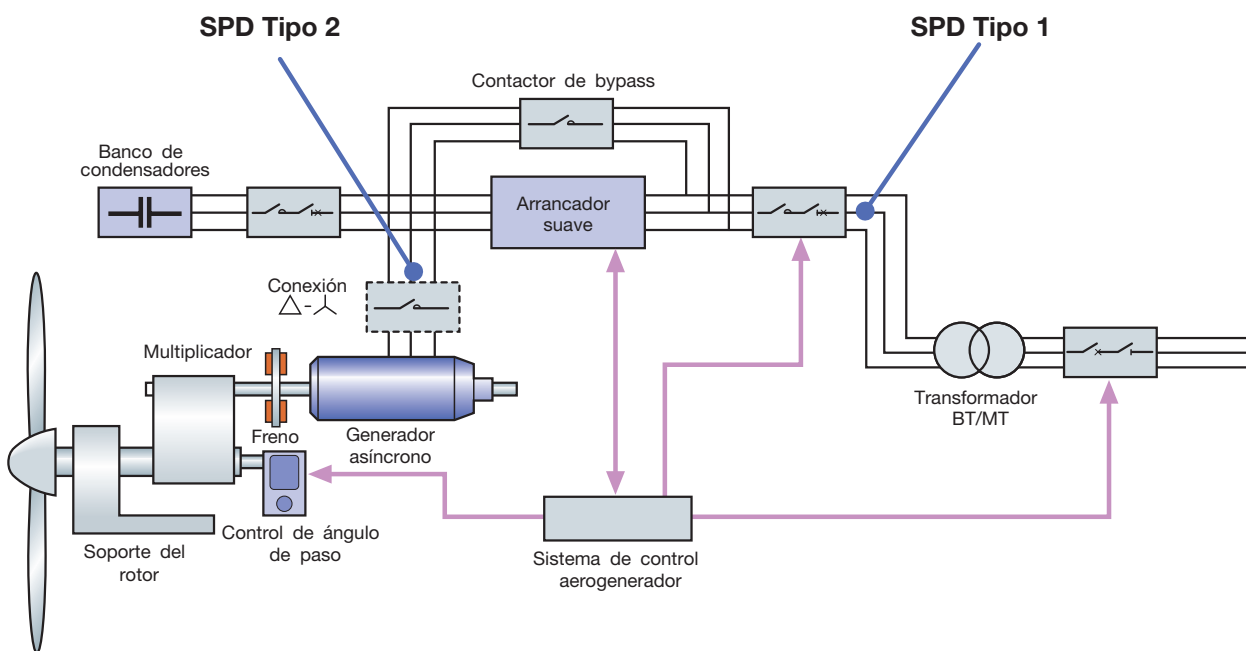
En esta configuración, según el esquema de la figura 8.12, es conveniente colocar un SPD de tipo I en el cuadro principal a la entrada del aerogenerador para protegerlo contra las sobretensiones de origen atmosférico y las procedentes de la red.

Si el SPD de tipo I no alcanza por sí mismo el nivel de protección efectivo (U_{prot}^9 menor que la tensión

máxima soportada de los dispositivos a proteger) o la distancia respecto a la apartamta es mayor de 10 m, es conveniente colocar un SPD de tipo II cerca del generador para la protección adicional de los bobinados del estator.

⁹ U_{prot} es la suma del nivel de protección del descargador U_p y la caída de tensión en las conexiones, que puede considerarse de 1 kV/m.

Figura 8.12



8.7.2 Velocidad variable – Doblemente alimentado

En esta configuración, según el esquema de la figura 8.13, es conveniente colocar un SPD de tipo I en el cuadro principal a la entrada del aerogenerador para protegerlo contra las sobretensiones de origen atmosférico y las procedentes de la red. Si el SPD de tipo I no alcanza por sí mismo el nivel de protección efectivo (U_{prot} menor que la tensión máxima soportada de los dispositivos a proteger) o la distancia respecto a la apartamta es mayor de 10 m, es conveniente colocar un SPD de tipo II cerca del generador para la protección adicional de los bobinados del estator y, para mayor seguridad, otro cerca del convertidor del rotor en el lado de la red.

También es conveniente colocar protectores de tipo II entre el convertidor y los bobinados del rotor, adecuados para la protección en presencia de sobretensiones transitorias superpuestas a la tensión del control PWM (figura 8.14).

8.7.3 Velocidad variable – Convertidor total

En esta configuración, según el esquema de la figura 8.15, es conveniente colocar un SPD de tipo I en el cuadro principal a la entrada del aerogenerador para protegerlo contra las sobretensiones de origen atmosférico y las procedentes de la red.

Si el SPD de tipo I no alcanza por sí mismo el nivel de protección efectivo (U_{prot} menor que la tensión máxima soportada de los dispositivos a proteger) o la distancia respecto a la apartamta es mayor de 10 m, es conveniente colocar un SPD de tipo II cerca del convertidor en el lado de la red para una mejor protección adicional.

También es conveniente colocar protectores de tipo II entre el convertidor y el alternador, adecuados para la protección en presencia de sobretensiones transitorias superpuestas a la tensión del control PWM (figura 8.14).

Figura 8.13

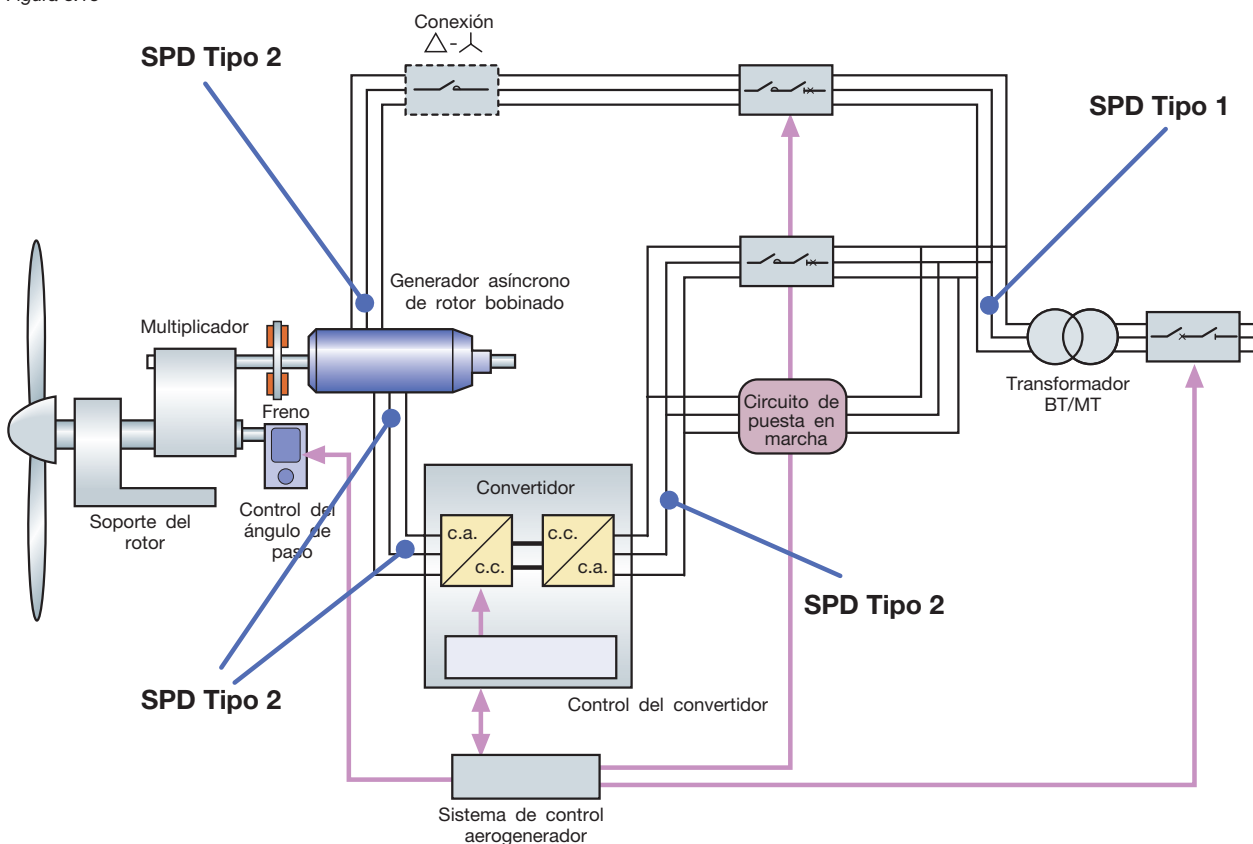


Figura 8.14

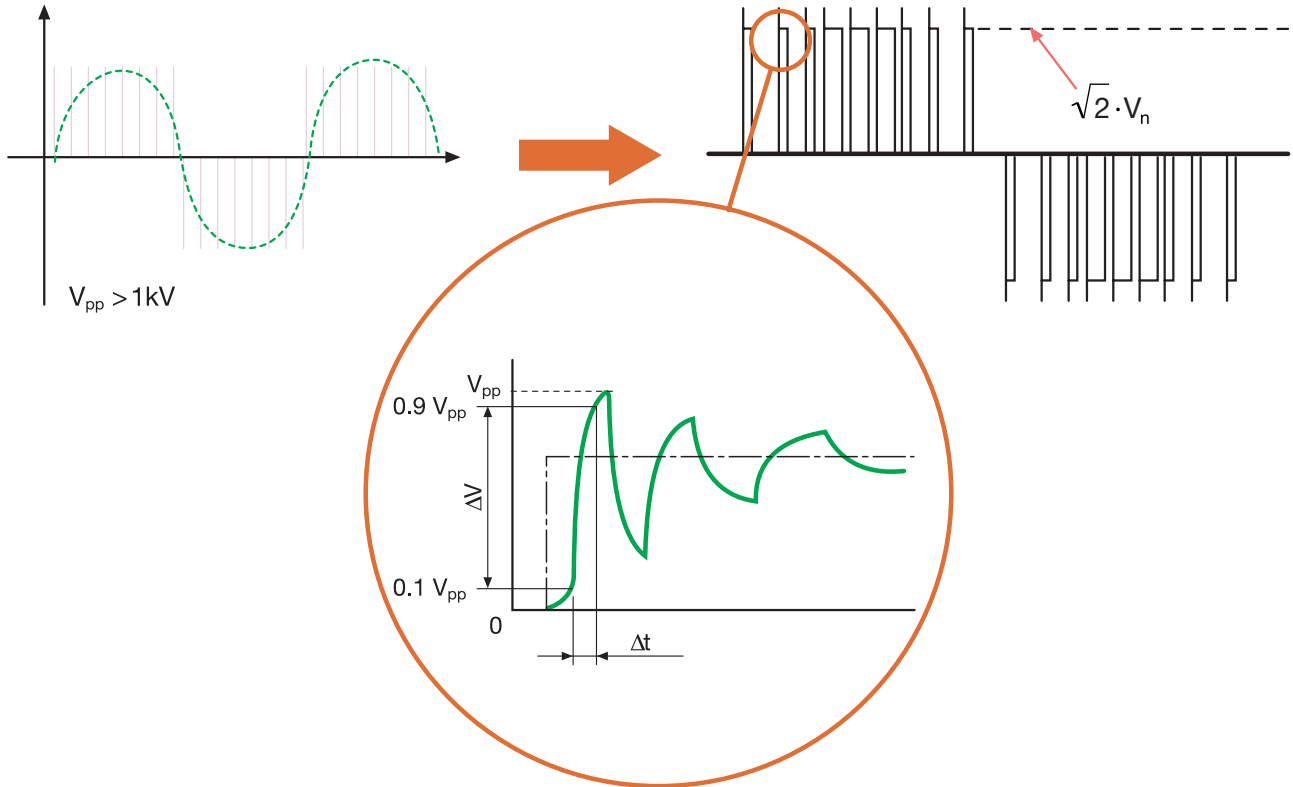
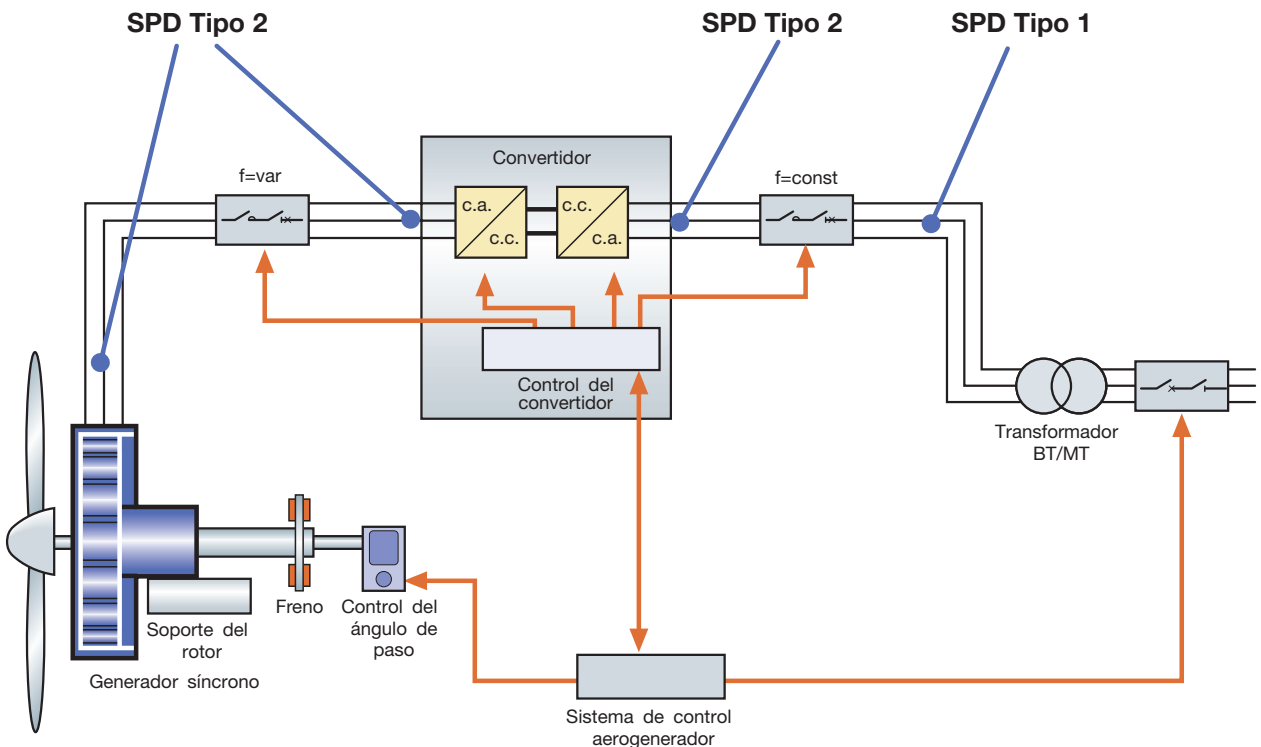


Figura 8.15



9 La energía eólica en las redes eléctricas

9.1 Centrales eólicas

Como se expuso en el primer capítulo, los aerogeneradores pueden funcionar como instalaciones de generación conectadas a las redes eléctricas, a sistemas eléctricos aislados o incluso alimentando una carga específica. En el caso de la integración de las plantas eólicas en las redes o sistemas de potencia, el proceso comprende primero la adecuada selección del emplazamiento y, una vez efectuada la construcción y la conexión a la red, la gestión de la potencia inyectada teniendo en cuenta la demanda de las cargas de la red y la aleatoriedad y variabilidad del recurso eólico.

La conexión de los aerogeneradores a las redes eléctricas puede tener así efectos locales en términos de calidad de la potencia y, si la fracción de la energía eólica inyectada en el sistema eléctrico no es despreciable, los efectos pueden manifestarse en toda la red.

Los aerogeneradores pueden instalarse como unidades aisladas o como agrupaciones conocidas como "centrales eólicas".

La elección del emplazamiento de la instalación se fundamenta principalmente en maximizar el retorno de la inversión, tratando de minimizar efectos tales como la contaminación acústica y el impacto visual y medioambiental.

Una vez elegido el lugar de instalación, la ubicación y orientación exactas de cada aerogenerador o la disposición de los diferentes aerogeneradores en la central eólica, lo normal es efectuar una simulación por ordenador que permita conocer cómo aprovechar al máximo la extracción de la energía del viento, teniendo siempre en cuenta las limitaciones anteriores y la configuración morfológica del lugar.

Uno de problemas técnicos más importantes a la hora de instalar los aerogeneradores en las centrales eólicas es cuánto espacio dejar entre ellos para mantener la mutua interferencia aerodinámica dentro de unos límites aceptables. De hecho, la extracción de energía eólica efectuada por los aerogeneradores a barlovento se traduce en una reducción de la velocidad del viento disponible para aquellos situados a sotavento y un posible aumento de la turbulencia.

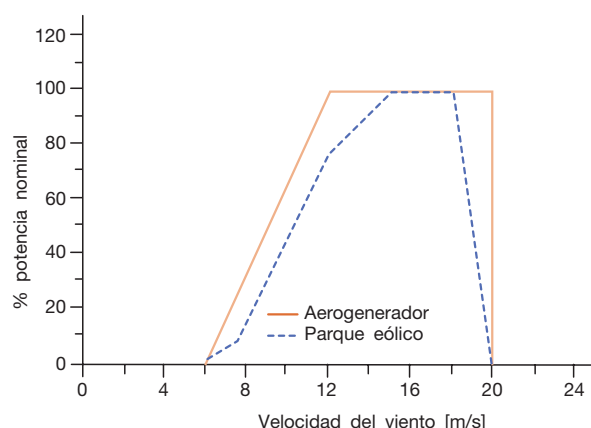
La consecuencia de esto no es solo la reducción de la energía total generada por la central eólica¹, sino también una fluctuación considerable de la potencia eléctrica inyectada en la red.

Una elevada turbulencia, además de reducir la energía eólica capturada, incrementa la velocidad de las ráfagas de viento de manera que los sistemas de control deben intervenir con más frecuencia para detener la turbina, reduciendo aún más la producción energética.

Además, la turbulencia aumenta la sollicitación mecánica en los materiales de los aerogeneradores situados a sotavento, acortando su vida útil.

Si se analiza la curva de potencia de una central eólica (figura 9.1) puede verse la diferencia con la curva de una única turbina.

Figura 9.1



Cuando el viento a la entrada de la central eólica alcanza la velocidad de acoplamiento, la primera línea de aerogeneradores comienza a producir potencia eléctrica. Esta extracción de energía reduce la velocidad del viento pasada la primera línea y, por tanto, los aerogeneradores restantes no producirán potencia.

A medida que aumenta la velocidad del viento a la entrada, aumenta el número de líneas de aerogeneradores en funcionamiento, hasta llegar al punto en que todas las turbinas producen potencia, aunque las de la primera línea producen más por unidad.

Más aún, cuando el viento a la entrada alcanza la velocidad a la cual la primera línea produce la potencia nominal, las otras líneas siguen produciendo una potencia inferior; esto significa que para que todas las turbinas produzcan la potencia nominal, el viento a la entrada debe alcanzar una velocidad tanto mayor que la nominal cuanto mayor sea el número de filas.

De ahí que no solo la energía total producida por una central eólica sea inferior a la suma de las producciones energéticas de las turbinas instaladas individualmente, sino que también la curva de potencia total de una central eólica en función de la velocidad del viento tiene un comportamiento distinto respecto a la de un aerogenerador en solitario².

En definitiva, debe realizarse un estudio para determinar el número de aerogeneradores, su tamaño y el espacio entre ellos con el fin de maximizar la producción energética de la central eólica, especialmente cuando el área disponible en el emplazamiento de instalación es limitada.

¹ La energía eólica producida en conjunto es inferior a la suma de las energías que producirían los aerogeneradores si se instalaran aisladamente.

² En el ejemplo de la figura se asume que todos los aerogeneradores funcionan correctamente; cuando alguno está fuera de servicio por avería o mantenimiento regular, la curva efectiva de potencia de la central eólica se desliza hacia abajo.

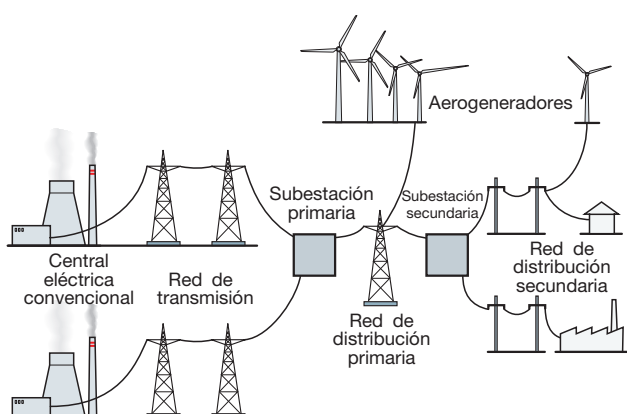
9.2 Efectos de los aerogeneradores sobre la red

A menudo, en el estudio de los aerogeneradores que inyectan potencia a la red se considera a esta última ideal (con una potencia de cortocircuito infinita), de manera que no se ve afectada por la conexión de cargas o generadores adicionales.

En realidad, cada desviación entre potencia generada y absorbida produce una variación de la frecuencia de la tensión de red que, a través de la impedancia de las distintas líneas, causa una variación de la tensión con respecto al valor nominal. Como consecuencia, la red se ve tanto más afectada por la conexión de aerogeneradores cuanto mayor sea la relación entre la potencia nominal de la central eólica y el nivel de fallo del sistema en el punto de conexión.

De forma esquemática y simplificada, una red eléctrica puede dividirse en cuatro partes: generación, transmisión, distribución primaria y distribución secundaria (figura 9.2).

Figura 9.2



Históricamente, la generación ha sido posible por medio de grandes generadores síncronos instalados en centrales eléctricas de gran potencia alimentadas por fuentes de energía "tradicionales"³.

Estos generadores responden a las variaciones de carga manteniendo la frecuencia de red constante y, si es necesario, ajustando la tensión de alimentación. La energía eléctrica en estas grandes centrales se produce en media tensión y posteriormente se transforma en alta y muy alta tensión para su inyección en la red.

La transmisión de la energía se efectúa mediante grandes líneas aéreas o cables de tensión elevada con el fin de reducir las pérdidas de potencia.

³ Generalmente centrales térmicas alimentadas con combustibles fósiles, centrales nucleares o hidroeléctricas.

La distribución primaria en MT y secundaria en BT se usa para alimentar cargas de potencia decreciente de usuarios múltiples o únicos, respectivamente.

Las redes de distribución están a menudo cerca de los puntos de consumo de electricidad y lejos de las centrales de generación, presentan un nivel de fallo que va decreciendo gradualmente y, por consiguiente, se ven más afectadas por fluctuaciones rápidas o lentas de carga.

Las instalaciones de generación eólica generalmente se conectan a la red eléctrica en la distribución primaria o, en el caso de pequeñas instalaciones, en la distribución secundaria.

En cambio, los parques eólicos *onshore* y *offshore* de grandes dimensiones se conectan habitualmente a la red de alta o muy alta tensión. La figura 9.3 muestra un esquema típico de conexión de un parque eólico terrestre a la red de alta tensión, mientras que la figura 9.4 muestra el esquema de conexión a la red eléctrica de un parque eólico marino mediante un cable eléctrico en alta tensión y corriente continua.

Figura 9.3

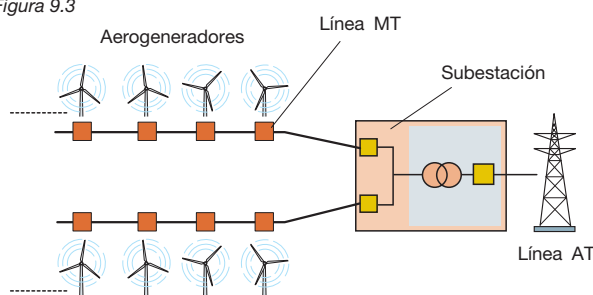
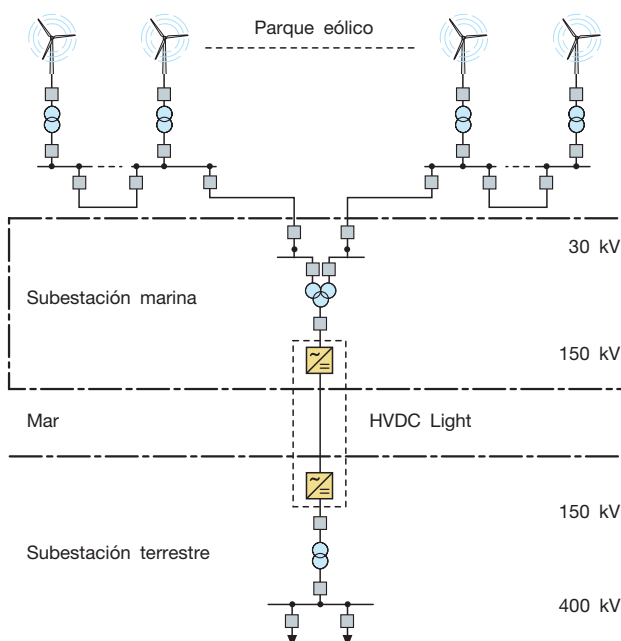


Figura 9.4



9.2.1 Variación de la frecuencia

La frecuencia de la red se controla mediante el flujo de potencia activa en el sistema eléctrico. Cada generador eléctrico conectado a la red cumple la relación:

$$J \cdot \frac{d\Omega}{dt} = C_m - C_e \quad [9.1]$$

donde:

- J es el momento de inercia del rotor;
- Ω es la velocidad angular del rotor;
- C_m es el par motor mecánico aplicado al rotor;
- C_e es el par electromagnético de carga resistente.

Por lo tanto, siempre que haya un desequilibrio entre los dos pares, el rotor tenderá a acelerar o decelerar de forma proporcional a la diferencia entre ellos e inversamente proporcional a su momento de inercia. Puesto que la potencia puede expresarse como el producto del par por la velocidad angular, en términos de potencia, la igualdad anterior se convierte en:

$$J \cdot \frac{d\Omega}{dt} = \frac{P_m - P_e}{\Omega} \quad [9.2]$$

Como cada generador conectado a la red está sincronizado con todos los demás, la ecuación anterior puede representar el funcionamiento de todo el sistema.

Puesto que la frecuencia de la red está directamente relacionada con la velocidad angular del rotor según:

$$\Omega = \frac{\omega}{p} = \frac{2 \cdot \pi \cdot f}{p} \quad [9.3]$$

donde:

- ω es la pulsación de las magnitudes eléctricas generadas;
- p es el número de pares de polos del generador.

El desequilibrio entre la potencia motriz inyectada como potencia eléctrica total generada y la suma de las potencias de las cargas conectadas provoca una variación de la frecuencia de la red. Como consecuencia de la variación de las cargas, variarán las potencias generadas en las centrales con el fin de mantener la frecuencia lo más constante posible y dentro de unos límites. Concretamente, cuanto mayor sea la fracción de potencia generada por una central en relación con la potencia total inyectada en la red, mayor capacidad tendrá esta instalación para influir con su funcionamiento en la frecuencia de la red.

9.2.2 Variación de la tensión

En el caso de la tensión, uno de los métodos de regulación es la variación de la excitación de los generadores.

Con relación a los alternadores, variando el flujo magnético de excitación varía el valor rms de la tensión y la potencia reactiva generadas, y con él también el factor de potencia de la energía inyectada en la red.

En el caso de las plantas eólicas, ya que la línea de conexión de una central a la red MT presenta una impedancia óhmico-inductiva al flujo de corriente⁴, se producirá una variación de la tensión entre los terminales del generador eólico y la tensión en el punto de conexión a la red, expresada por la fórmula:

$$\Delta V = \frac{P \cdot r + Q \cdot x}{V_r} \quad [9.4]$$

donde:

- P es la potencia activa total generada por la central eólica;
- Q es la potencia reactiva total generada por la central eólica⁵;
- r es la resistencia de la línea de conexión;
- x es la reactancia inductiva de la línea de conexión;
- V_r es la tensión de red en el punto de conexión.

Como se desprende de la relación anterior, la inyección en la red de potencia, tanto activa como reactiva, provoca una variación de tensión entre el punto de generación y el punto de conexión a la red. Teóricamente, si V_r permanece constante en su valor nominal (red de potencia de cortocircuito infinita), aumentando la inyección de potencia se tendría una sobretensión en los terminales del generador de la central eólica tanto mayor cuanto más elevada sea la impedancia de la línea de conexión.

En realidad, cuanto menor sea el nivel de fallo, mayores serán las variaciones que podrá experimentar la tensión V_r (en función de la potencia que fluye por el nodo de conexión), afectando a las cargas conectadas al mismo nodo.

La norma EN 50160 define los niveles máximos de variación cuasi estacionaria de la tensión en la red medida en 10 min:

- $\pm 10\%$ de la tensión nominal U_n durante el 95% de la semana;
- para las redes de baja tensión, entre -15% y $+10\%$ de U_n .

En el caso de los aerogeneradores, la variación de tensión puede limitarse variando el factor de potencia.

En efecto, una pequeña reducción de este último de 1 a 0,98 inductivo hace que la máxima variación de tensión decrezca en un 1,5%.

⁴ Se desprecian los parámetros transversales, como es costumbre en el diseño de líneas eléctricas cortas y de tensión baja.

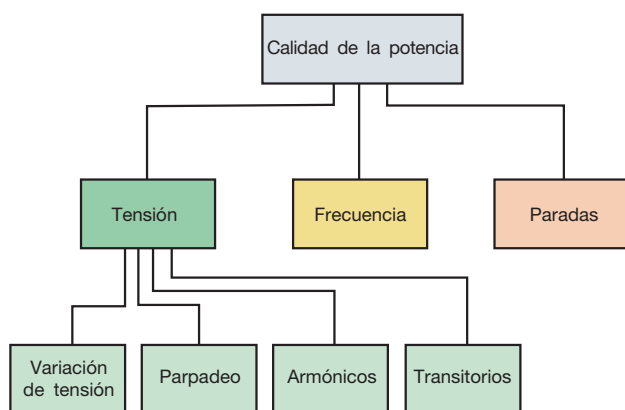
⁵ En el caso de aerogeneradores de velocidad fija con generador síncrono, la potencia reactiva será absorbida y, por tanto, de valor negativo.

9.3 Calidad de la potencia

La inyección de potencia eléctrica en la red puede influir en la calidad de la tensión de esta.

Dado que la calidad de la tensión debe situarse dentro de ciertos límites para garantizar el suministro de energía eléctrica a los usuarios, la norma IEC 61400-21 establece los procedimientos para determinar las características de calidad de potencia de los aerogeneradores (figura 9.5).

Figura 9.5



De acuerdo con la norma anterior, los siguientes parámetros son determinantes para caracterizar la calidad de la potencia de los aerogeneradores:

- especificaciones nominales (P_n , Q_n , U_n e I_n);
- potencia máxima permitida P_{mp} (valor medio en 10 min);
- potencia máxima medida P_{600} (valor medio en 600 s), P_{60} (valor medio en 60 s) y $P_{0,2}$ (valor medio en 0,2 s);
- potencia reactiva Q (valor medio en 10 min);
- coeficiente de parpadeo $c(\Psi_k, v_a)$ en servicio continuo como función del ángulo de la impedancia de línea Ψ_k y de la velocidad media anual del viento v_a ;
- número máximo de maniobras en los aerogeneradores en un período de 10 min (N_{10}) y de dos horas (N_{120});
- factor de parpadeo ("flicker") por pasos $k_f(\Psi_k)$ y factor de variación de la tensión $k_u(\Psi_k)$ funciones del ángulo Ψ_k para operaciones específicas de maniobra del aerogenerador;
- valor máximo de los armónicos de corriente I_k —hasta el armónico 50 en un período de 10 min—, de los interarmónicos hasta 2 kHz y de las componentes de alta frecuencia entre 2 y 9 kHz⁶.

En la tabla 9.1 se resumen las principales influencias que ejercen sobre la red un aerogenerador o una central eólica, con sus causas respectivas.

Tabla 9.1

Parámetro	Causa
Valor de tensión	Potencia producida
Fluctuaciones de tensión y parpadeo	Maniobras Efecto sombra de la torre Error de ángulo de paso de las palas Error de orientación Variación repentina del viento
Armónicos	Inversor Rectificadores
Consumo de potencia reactiva	Componentes inductivos o generadores asíncronos
Picos o caídas de tensión	Maniobras

9.3.1 Potencia máxima permitida

Es el valor medio de la potencia máxima que un generador, independientemente de su tecnología, puede suministrar durante el tiempo especificado de 10 min. Para las turbinas con un control activo de la potencia de salida (ángulo de paso, velocidad variable) generalmente $P_{mc} = P_n$, mientras que para las turbinas con un control pasivo (de pérdida, velocidad fija) lo normal es obtener una P_{mc} por encima del 20% de la potencia nominal P_n .

9.3.2 Potencia máxima medida

Las potencias máximas medidas han de tenerse en cuenta en la elección de los ajustes de los relés de protección y son relevantes para los aerogeneradores que funcionan en redes aisladas. Los aerogeneradores de velocidad variable generalmente proporcionan $P_{0,2} = P_{60} = P_{600} = P_n$, mientras que en los de velocidad fija $P_{0,2}$ es habitualmente mayor que la potencia nominal P_n .

9.3.3 Potencia reactiva

La potencia reactiva de un aerogenerador debe especificarse como el valor medio en un intervalo de 10 min en función de la potencia activa media generada en esos 10 min, para 0,10% ... 90%, 100% de la potencia nominal P_n y en función de P_{mp} , P_{60} y $P_{0,2}$.

Los aerogeneradores con motor asíncrono conectado directamente a la red absorben potencia reactiva en función de la potencia generada.

La compensación suele realizarse incorporando gradualmente bancos de condensadores.

Por su parte, los aerogeneradores que usan convertidores de frecuencia suelen ser capaces de controlar la potencia reactiva anulándola, absorbiéndola o entregándola según las necesidades de la red, siempre dentro de los límites que impone el tamaño del convertidor.

⁶ Para valores de potencia activa generada igual a 0, 10, 20..., 100% de la potencia nominal P_n .

9.3.4 Coeficiente de parpadeo

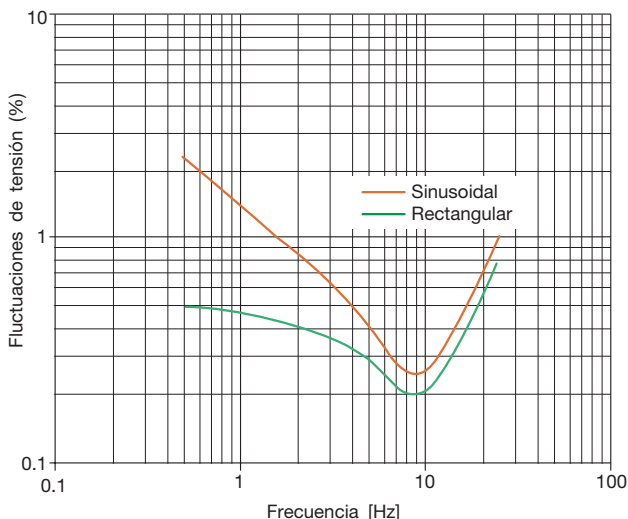
La fluctuación de la potencia generada por los aerogeneradores causa a su vez una fluctuación de la tensión de la red en el punto de inyección.

La amplitud de las fluctuaciones de tensión no depende únicamente de la amplitud de las fluctuaciones de potencia, sino también de la impedancia (y, por tanto, del nivel de fallo) de la red.

Las fluctuaciones de tensión pueden causar una molesta variación del flujo luminoso de las lámparas, creando el fenómeno conocido como parpadeo o "flicker".

Como puede observarse en la figura 9.6, incluso una pequeña variación porcentual de la tensión puede provocar este parpadeo⁷.

Figura 9.6



El coeficiente de parpadeo es una medida del máximo parpadeo (en el percentil 99) causado por un aerogenerador en funcionamiento continuo y se expresa como:

$$c(\psi_k, v_a) = P_{st} \cdot \frac{S_k}{S_n} \quad [9.5]$$

donde:

P_{st} es el parpadeo causado por el aerogenerador en una red ficticia;

S_n es la potencia nominal aparente del aerogenerador;

S_k es la potencia aparente de cortocircuito de la red.

El coeficiente de parpadeo se debe proporcionar para valores específicos del ángulo de impedancia de red (30°, 50°, 70°, 85°) y de la velocidad media anual del viento (6 m/s, 7,5 m/s, 8,5 m/s, 10 m/s).

⁷ El ojo humano es más sensible a las variaciones de tensión de frecuencias comprendidas entre 8 y 10 Hz.

Los aerogeneradores de velocidad variable normalmente poseen un coeficiente de parpadeo bajo; los de velocidad fija con control de pérdida presentan un valor medio, mientras que los de velocidad fija y control del ángulo de paso tienen un valor más elevado.

En los aerogeneradores de velocidad fija, el parpadeo viene causado principalmente por la estela de la torre. Cada vez que una pala del rotor pasa frente a la torre, la potencia de salida del aerogenerador se reduce. Este efecto provoca una variación periódica de la potencia con una frecuencia del orden de 1 Hz y la consiguiente fluctuación de la tensión.

En cambio, las fluctuaciones de potencia debidas a la variación de la velocidad del viento tienen una frecuencia inferior y son, por tanto, menos relevantes a efectos del parpadeo.

Las turbinas de velocidad variable poseen un coeficiente de parpadeo más bajo porque las fluctuaciones periódicas de potencia debidas a la estela de la torre son mitigadas por el propio aerogenerador.

En las centrales eólicas, las fluctuaciones periódicas de la potencia total generada se suavizan al no haber correlación entre las fluctuaciones de potencia de los distintos aerogeneradores.

Como consecuencia, el parpadeo causado por una central eólica constituida por n aerogeneradores del mismo tipo es \sqrt{n} veces el parpadeo causado por una única turbina.

9.3.5 Factor de parpadeo por pasos

Es un índice del parpadeo causado por una única maniobra del aerogenerador y se expresa como:

$$k_f(\psi_k) = \frac{1}{130} \cdot \frac{S_k}{S_n} \cdot P_{st} \cdot T_p^{0.31} \quad [9.6]$$

donde:

T_p es la duración de la variación de tensión causada por la maniobra;

P_{st} es el parpadeo causado por el aerogenerador en una red ficticia.

El factor de parpadeo por pasos se debe proporcionar para valores específicos del ángulo de impedancia de red (30°, 50°, 70°, 85°) y para tipos de maniobra determinados.

Los aerogeneradores de velocidad variable normalmente poseen un factor de parpadeo por pasos bajo; los de velocidad fija con control del ángulo de paso presentan un valor medio, mientras que los de velocidad fija con control de pérdida poseen un valor más elevado.

9.3.6 Factor de variación de la tensión

Es un índice de la variación de la tensión causada por una única maniobra del aerogenerador y se expresa como:

$$k_u(\psi_k) = \sqrt{3} \cdot \frac{V_{\max} - V_{\min}}{U_n} \cdot \frac{S_k}{S_n} \quad [9.7]$$

V_{\max} y V_{\min} son la tensión de fase máxima y mínima respectivamente en una red ficticia durante la maniobra;

U_n es la tensión nominal entre fases del sistema.

El factor de variación de la tensión se debe proporcionar para valores específicos del ángulo de impedancia de red (30°, 50°, 70°, 85°) y para tipos de maniobra determinados (véase el apartado 6.2.1).

Los aerogeneradores de velocidad variable normalmente poseen un valor bajo de este factor; los de velocidad fija con control del ángulo de paso presentan un valor medio, mientras que los de velocidad fija con control de pérdida poseen un valor más elevado.

9.3.7 Maniobras

A efectos de su influencia sobre la variación de la tensión, se consideran relevantes los siguientes tipos de maniobra:

- arranque del aerogenerador a la velocidad de acoplamiento del viento;
- arranque del aerogenerador a la velocidad nominal del viento;
- peor caso de maniobra entre generadores (en las configuraciones con más de un generador o un generador con múltiples bobinados).

La influencia sobre la calidad de la potencia no depende únicamente del número de maniobras sino también de la frecuencia de las mismas. Por ejemplo, las variaciones de tensión durante las maniobras son debidas a las corrientes de inserción y a las respectivas variaciones de potencia activa y reactiva.

Durante el arranque, el generador requiere potencia reactiva para la magnetización del estator.

Para los aerogeneradores de velocidad fija, el arrancador suave limita la corriente de inserción en los generadores asíncronos.

Pocos segundos después de que el generador se conecte, el acoplamiento de los bancos de condensadores limita la absorción de potencia reactiva durante el funcionamiento normal.

Además, los cambios rápidos de potencia durante las maniobras causan parpadeo.

En los aerogeneradores de velocidad variable, el efecto de las maniobras es limitado, ya que por su naturaleza constructiva amortiguan su impacto sobre la calidad de la potencia suministrada.

En las centrales eólicas, el número de aerogeneradores que se ponen en marcha o se detienen al mismo tiempo suele ser reducido, por lo que, para el cálculo de la variación de tensión de maniobra, basta considerar una turbina o un número limitado de ellas.

9.3.8 Armónicos

Los aerogeneradores de velocidad variable actuales incorporan inversores con control PWM, los cuales usan transistores bipolares de puerta aislada (IGBT) o tiristores integrados conmutados por puerta (IGCT)⁸. Concretamente se usan dos clases de inversor con PWM (Pulse Width Modulation, modulación ancho de pulso):

- a frecuencia de reloj fija;
- a frecuencia de reloj variable.

La primera clase, a frecuencia fija, produce interarmónicos simples en el rango de la frecuencia del reloj y armónicos múltiples de esta frecuencia.

La segunda clase, a frecuencia variable, presenta en cambio una amplia banda de interarmónicos y armónicos múltiples que alcanzan su máximo a la frecuencia de resonancia de la red.

9.3.9 Control de la frecuencia

En una red eléctrica, la frecuencia es un indicador del equilibrio o desequilibrio entre la potencia activa generada y absorbida⁹, incluidas las pérdidas de transmisión y distribución.

En el funcionamiento normal de la red, la frecuencia debería estar muy próxima al valor nominal: por ejemplo, en los países europeos generalmente varía entre $50 \pm 0,1$ Hz y muy rara vez sale del rango 49-50,3 Hz.

Si se da un desequilibrio entre generación y consumo (por una central de producción fuera de servicio o un aumento de carga), se recurre a los controles primario y secundario de la frecuencia para reequilibrar el sistema y reconducir la frecuencia al rango de valores establecido.

En el caso de que las cargas de la red absorbieran más potencia de la que se genera, se utilizaría la energía cinética acumulada en los grandes alternadores de las centrales convencionales para mantener las potencias generada y absorbida lo más cercanas posible.

Esto implica una reducción de la velocidad de rotación de los alternadores y, como consecuencia, una disminución de la frecuencia.

⁸ Pertenece a la familia de los semiconductores controlados por puerta (GTO).

⁹ Dado que la energía eléctrica no puede ser almacenada a gran escala.

En el funcionamiento normal de una central eólica, la potencia de salida puede variar hasta el 15% de la potencia instalada en un intervalo de 15 min, especialmente durante e inmediatamente después de condiciones de viento extremo.

Esto puede conducir a un desequilibrio adicional entre la potencia producida y consumida en el sistema eléctrico.

En las redes eléctricas existen algunas unidades generadoras¹⁰, denominadas unidades de regulación primaria, equipadas con dispositivos para el control de la frecuencia. Tales unidades incrementan su producción hasta restablecer el equilibrio con la potencia total consumida y estabilizar el valor de la frecuencia.

El intervalo de tiempo para esta regulación es de 1 a 30 s. Con el fin de hacer retornar la frecuencia a su valor nominal y liberar las reservas de regulación primaria, durante un tiempo entre 10 minutos y una hora se pone en marcha la regulación secundaria con un incremento o reducción gradual de la producción total.

Esto significa que algunas unidades de producción del sistema eléctrico (instalaciones de rápida puesta en marcha, como turbinas de gas o plantas hidroeléctricas) se utilizan como reserva secundaria¹¹, activándose cuando la frecuencia es demasiado baja.

Hay otra reserva a largo plazo (reserva terciaria o "unit commitment") que interviene en tiempos que van desde horas hasta días, y que consiste en la previsión del diagrama de carga a medio-largo plazo y la consiguiente planificación del uso de las unidades de producción.

Aunque los aerogeneradores utilicen una fuente de energía variable y distinta a la de las centrales tradicionales, los parques eólicos tienen todavía cierta capacidad (aunque limitada) para participar en la regulación primaria —mediante el control del 3 al 5% de su potencia de salida— y en la regulación secundaria.

De este modo, cuando la frecuencia supera el valor nominal más allá de la tolerancia, puede contribuirse a la regulación secundaria parando algunos aerogeneradores de la central eólica o usando el control del ángulo de paso. Por otra parte, como el viento no puede ser controlado, cuando la frecuencia está en su valor nominal la potencia producida por el parque eólico puede mantenerse deliberadamente por debajo de la nominal para así poder contribuir a la regulación secundaria en caso de que la frecuencia caiga por debajo de la tolerancia mínima.

El recurso eólico no es programable, pero cada vez es más previsible, llegando a un margen de incertidumbre del 5% para un plazo de 72 horas. Esta incertidumbre va disminuyendo a medida que se reduce el plazo, lo que está permitiendo gestionar mejor la contribución energética de las plantas eólicas al sistema eléctrico.

¹⁰ Por lo general, la cantidad de potencia de reserva disponible para la regulación primaria en un sistema eléctrico se establece tomando como referencia la mayor central de producción que puede caerse por fallo individual.

¹¹ Por lo general, la cantidad de potencia de reserva disponible para la regulación secundaria en un sistema eléctrico se establece tomando como referencia la mayor central de producción que puede caerse por fallo individual y considerando un posible error en la previsión del diagrama de carga a corto plazo. Por tanto, la reserva de potencia será de unas 1,5 veces la potencia de la central mayor.

9.4 Efectos a corto y largo plazo

Los efectos de la energía eólica en la red eléctrica dependen de las dimensiones y de la relativa flexibilidad de la propia red, así como del nivel de penetración de la producción eólica en el sistema eléctrico.

Los efectos causados por los aerogeneradores pueden dividirse en dos categorías:

- *efectos a corto plazo* - equilibrio del sistema en la escala de tiempo de servicio (minutos o horas);
- *efectos a largo plazo* - proporcionando potencia suficiente durante los picos de carga.

9.4.1 Efectos a corto plazo

La variabilidad intrínseca de la producción eólica conduce a una reprogramación de la potencia producida por las instalaciones convencionales de gran tamaño y a una modificación del flujo de potencia en la red de transmisión.

No obstante, una parte de la fluctuación de la potencia eólica no es predecible o puede verse de forma incorrecta, por lo que debe disponerse de una reserva adecuada.

El sistema eléctrico necesita reservas de potencia tanto para hacer frente a las perturbaciones de la red como para ajustarse al diagrama de carga.

La reserva contra las perturbaciones generalmente se dimensiona de acuerdo a la mayor unidad de producción que puede caer fuera de servicio. Puesto que la potencia eólica está constituida por unidades de potencia limitada, normalmente no es necesario aumentar la reserva.

En cambio, la variación de la potencia eólica en el intervalo de una hora o en un tiempo inferior afecta a la reserva de potencia usada para el control de la frecuencia (seguimiento del diagrama de carga), siempre que el nivel de penetración de la potencia eólica en el sistema eléctrico sea suficiente como para incrementar sensiblemente las variaciones totales del propio sistema. A título orientativo, con un nivel de penetración del 10% se requiere una reserva adicional de potencia del 2 al 8% de la potencia eólica total instalada¹².

Por otro lado, las variaciones de potencia eólica en el intervalo de pocos segundos a minutos (control primario de la frecuencia) tienen escasa influencia en la reserva de potencia, ya que las pequeñas variaciones de las diversas instalaciones diseminadas

¹² Evidentemente, un incremento de la reserva de potencia implica unos costes adicionales, sobre todo en la fase en la que la componente más económica de la reserva (por ejemplo, las centrales hidroeléctricas) ya se está utilizando y hay que recurrir a reservas con mayores costes de explotación (p. ej., instalaciones con turbinas de gas).

en un amplio territorio no guardan correlación entre sí y, por tanto, tienden a anularse mutuamente.

Otro efecto a corto plazo de la potencia eólica es el aumento o disminución de las pérdidas de transmisión y distribución en función de dónde se encuentren los lugares de producción eólica con relación a los centros de carga. Además, una gran cantidad de potencia eólica intermitente puede disminuir la eficiencia de la generación convencional al hacer que las centrales tradicionales funcionen fuera de sus puntos óptimos.

Como consecuencia, el "unit commitment" óptimo se complica con la potencia intermitente aportada por las centrales eólicas.

Cuando la potencia eólica intermitente producida sobrepase la cantidad gestionable por la red manteniendo un control dinámico adecuado del sistema eléctrico, parte de esa potencia eólica deberá limitarse.

Esto depende en buena medida del nivel de penetración, siendo por lo común necesaria una limitación cuando la potencia intermitente supera un nivel del 10%.

9.4.2 Efectos a largo plazo

La naturaleza intermitente de la energía eólica puede tener consecuencias sobre la fiabilidad del sistema eléctrico, que debe poder proporcionar la potencia demandada por las cargas conectadas a la red con una probabilidad de fallo baja: la fiabilidad estándar exigida al sistema es del orden de 1 apagón en un periodo de 10 a 50 años.

Para contribuir a mantener intacta la fiabilidad del sistema eléctrico, los sistemas eólicos deben ser capaces de asumir parte de la capacidad de producción convencional, especialmente durante los picos de carga.

Algunas fuentes variables producen energía eléctrica en los períodos de máxima demanda: por ejemplo, la producción fotovoltaica sigue la carga del "aire acondicionado"; si la producción eólica diurna coincidiera con la demanda de carga (incrementando, por ejemplo, la producción por la mañana y disminuyéndola por la tarde y de noche), las consecuencias serían bastante positivas.

Por tanto, la dispersión de la producción eólica en el territorio y la deseable correlación positiva entre la producción eólica y la demanda de potencia pueden determinar un aumento del valor de esta energía en el sistema eléctrico.

9.5 Requisitos dinámicos de los aerogeneradores

El aumento previsto del porcentaje de potencia eléctrica generada por fuentes eólicas sobre el total de la potencia inyectada en los sistemas eléctricos hace necesario definir nuevos requisitos para mantener el máximo nivel de calidad posible de la potencia suministrada.

Con el fin de definir requisitos que ayuden a garantizar la estabilidad y seguridad del funcionamiento de la red, cabe prestar especial atención al comportamiento dinámico de los aerogeneradores en caso de fallo en la propia red.

En este sentido, con la conexión de las centrales eólicas a la red de transmisión de alta y muy alta tensión, la desconexión por tiempo indefinido de los aerogeneradores de estas centrales como consecuencia de un fallo en la red podría llevar a una situación crítica que comprometiera la estabilidad del sistema eléctrico, provocando paradas en serie.

Tabla 9.2

Efectos a corto plazo	Efectos a largo plazo
Control de la tensión mediante potencia reactiva Escala temporal: minutos	Fiabilidad del sistema eléctrico Escala temporal: uno o varios años
Control primario y secundario de la frecuencia mediante potencia activa Escala temporal: de varios minutos a una hora	
Eficiencia de la producción de las centrales convencionales térmicas e hidráulicas Escala temporal: de 1 a 24 h	
Eficiencia en la transmisión y distribución Escala temporal: de 1 a 24 h	
Exceso de energía producida inyectada en la red Escala temporal: horas	

Para hacer frente a esto, hoy es cada vez más necesario que las centrales eólicas sean capaces de resistir a posibles trastornos de la red de distribución, garantizando el servicio y el soporte continuado al sistema.

Por tanto, dada la creciente integración de la energía eólica en el sistema de transmisión interconectado europeo, los aerogeneradores deben satisfacer los siguientes requisitos:

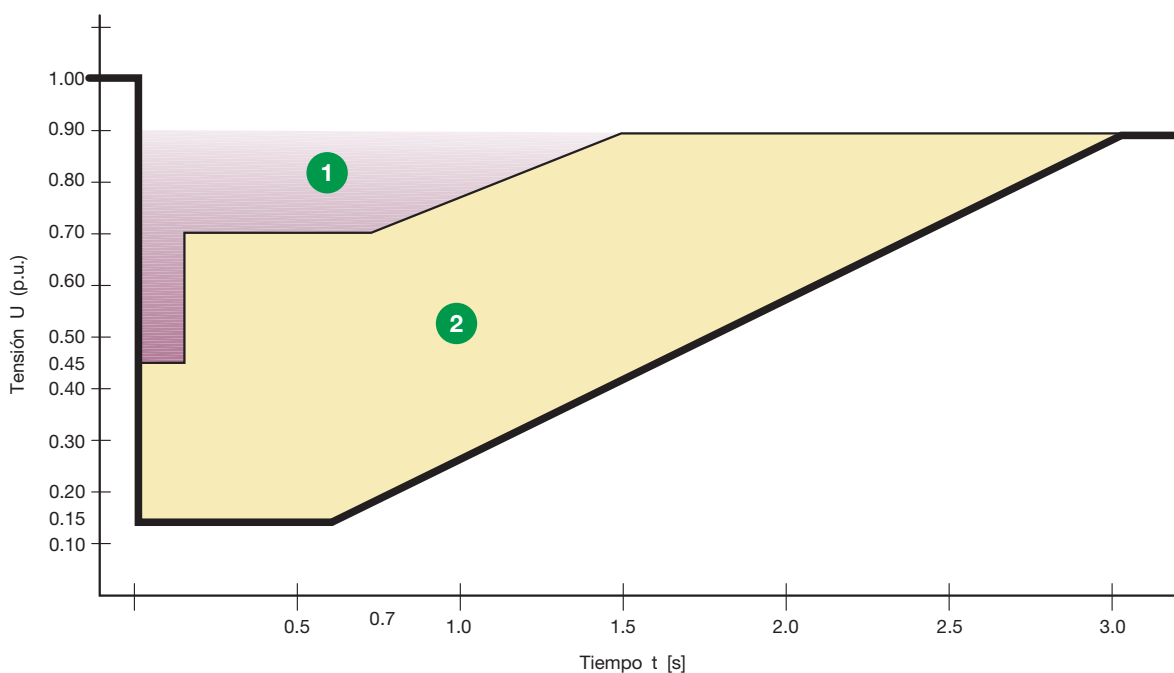
- en el caso de cortocircuito trifásico en las proximidades de la central eólica, como regla general no deben producirse inestabilidades en los aerogeneradores ni desconexiones de la red para valores de tensión-tiempo por encima de la línea en negrita de la figura 9.7 (AWEA):
 - en especial en la zona 1, la capacidad de producción de la potencia activa debe recuperarse después de la identificación del fallo e incrementarse con un gradiente de, al menos, el 20% de la potencia nominal por segundo;
 - en la zona 2 sí se permite una breve desconexión de los aerogeneradores de la red, tras la cual debe darse una rápida resincronización una vez eliminado el fallo así como el retorno a las condiciones normales de producción anteriores al fallo, de manera que el corte del servicio dure 10 s como máximo.

Para lograrlo, las turbinas deben empezar a inyectar potencia activa dentro de los 2 s posteriores a la eliminación del fallo con un gradiente de potencia activa inyectada de, al menos, el 10% de la potencia activa nominal por segundo;

- en caso de un cortocircuito lejano a la central eólica que sea eliminado por las protecciones de la red en un tiempo inferior a 5 s, las unidades de generación eólica no deben desconectarse del sistema eléctrico;
- los aerogeneradores deben mantener la tensión en caso de cortocircuito trifásico en la red. El paso de funcionamiento normal a "soporte de la tensión de red" tendrá lugar en el caso de una caída de la tensión de más del 10% y en los 20 ms que siguen al reconocimiento del fallo; tal paso se concreta con la inyección de corriente reactiva con un valor igual al 2% de la corriente nominal por cada 1% de caída de tensión. Se puede volver al funcionamiento normal transcurridos 3 s.

Para poder cumplir estos requisitos, los nuevos convertidores de frecuencia se basan en la tecnología LVRT (Low Voltage Ride Through) o FRT (Fault Ride Through), que permite un funcionamiento ininterrumpido de los aerogeneradores incluso con problemas en la red, apoyándola con la inyección de potencia reactiva.

Figura 9.7



10 Oferta ABB para aplicaciones eólicas

A continuación se presentan las soluciones que ABB ofrece para su aplicación en las diferentes partes que constituyen un aerogenerador. Para más detalles sobre las características técnicas de los diversos productos, véanse los respectivos catálogos.

10.1 Transmisión eléctrica – Velocidad fija – Circuito de potencia

10.1.1 Interruptores automáticos

Se utilizan interruptores automáticos para la protección del circuito de alimentación del estator del generador de inducción coordinados con contactores de maniobra.

Pueden utilizarse interruptores automáticos abiertos de la serie Emax y en cajas moldeadas de la serie Tmax T, así como de la nueva serie Tmax XT

para protección contra sobrecorrientes de dispositivos eléctricos tales como generadores, cables y transformadores.

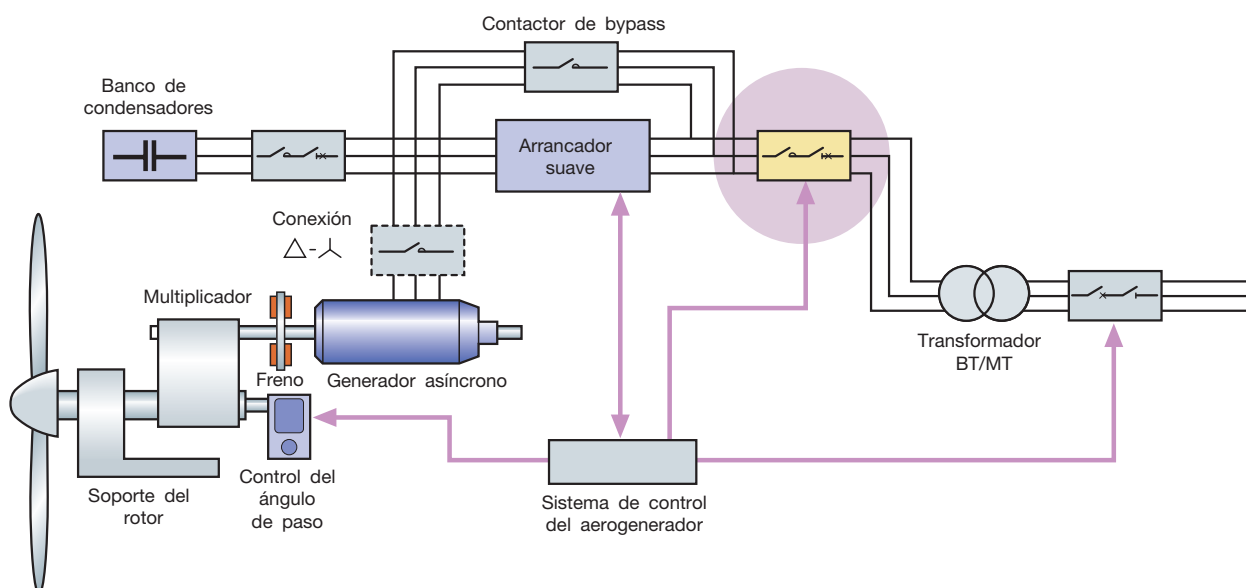
Los interruptores abiertos y en cajas moldeadas se pueden utilizar para el seccionamiento del generador en las operaciones de mantenimiento.

Versiones especiales para temperaturas de funcionamiento entre $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $+70\text{ }^{\circ}\text{C}$ se encuentran actualmente en fase de desarrollo.

Los interruptores automáticos son de conformidad con las normas IEC, UL y CCC y están disponibles en las magnitudes siguientes:

- corriente nominal hasta 6300 A;
- tensión nominal hasta 690 V;
- poder de corte hasta 100 kA.

Para las instalaciones eólicas de potencia limitada se pueden usar interruptores automáticos modulares de la serie System Pro M Compact.



10.1.2 Contactores

Hay disponibles contactores de maniobra AF coordinados con los interruptores automáticos para la protección de circuitos.

Dichos contactores pueden usarse también en el circuito de alimentación mediante el arrancador suave o en la conexión estrella-triángulo para reducir la corriente de arranque.

La amplia gama disponible (de AF9 a AF2050) permite gestionar corrientes de carga de hasta 2050 A en AC-1.

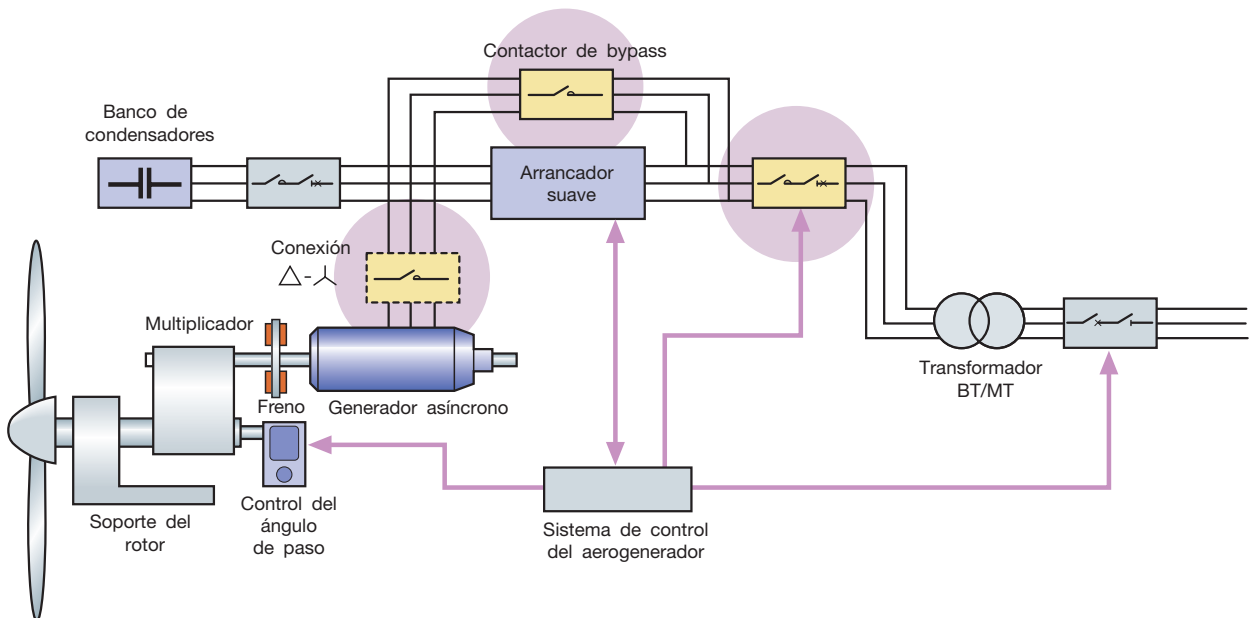
Concretamente, los contactores AF1250 y AF2050 han sido diseñados para su uso en aplicaciones como las plantas eólicas; entre sus características destacan:

- diseño compacto; el AF1250 es el contactor de 1260 A (AC-1) más compacto del mercado, con las mismas dimensiones que los AF580 y AF750; el AF2050 tiene las mismas dimensiones que el AF1650, con una corriente en AC-1 superior;
- bobina controlada electrónicamente, con un amplio rango de tensiones;

- amplia gama de accesorios: pueden usarse todos los accesorios de los contactores AF580, AF750, AF1350 y AF1650.

Si se requiere funcionamiento con baja tensión (LVRT) sin apoyo de SAI debe usarse la versión especial de contactores AF.T.

Los contactores AF1350T y AF2050T incorporan la función T (retardo temporal) conjuntamente con la bobina controlada electrónicamente.

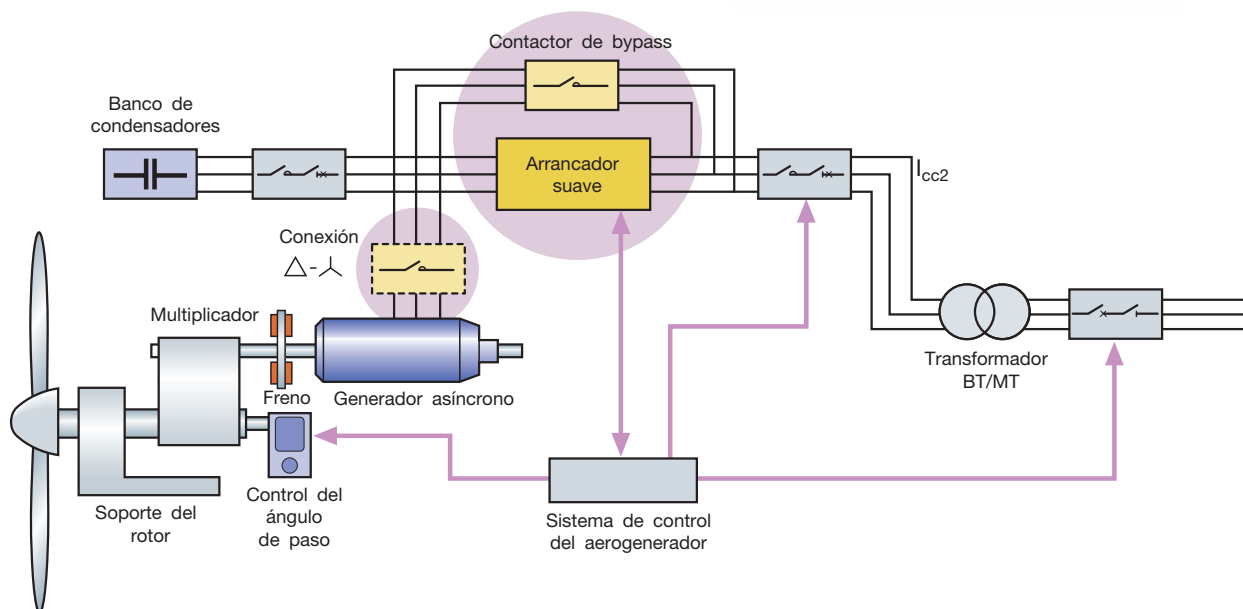


10.1.3 Soluciones para reducir la corriente de arranque

La maniobra de conexión del generador asíncrono a la red produce picos de corriente de arranque que es conveniente reducir a valores aceptables.

Para tal fin se pueden usar dos soluciones:

- arrancador suave; en función del tamaño de los aerogeneradores hay disponibles arrancadores suaves de distintos rangos:
 - PSS - corriente nominal de 18 a 300 A (solo disponibles funciones principales);
 - PST (B) - corriente nominal de 30 a 1050 A (funciones avanzadas);
- conexión estrella-triángulo, mediante el uso de contactores como en el arranque de motores asíncronos para uso industrial.



10.1.4 Protectores contra sobretensiones

Para la protección contra descargas de rayo directas se utilizan protectores contra sobretensiones del tipo 1 instalados cerca del interruptor automático principal, y contra descargas indirectas, del tipo 2 instalados cerca del generador para su protección adicional.

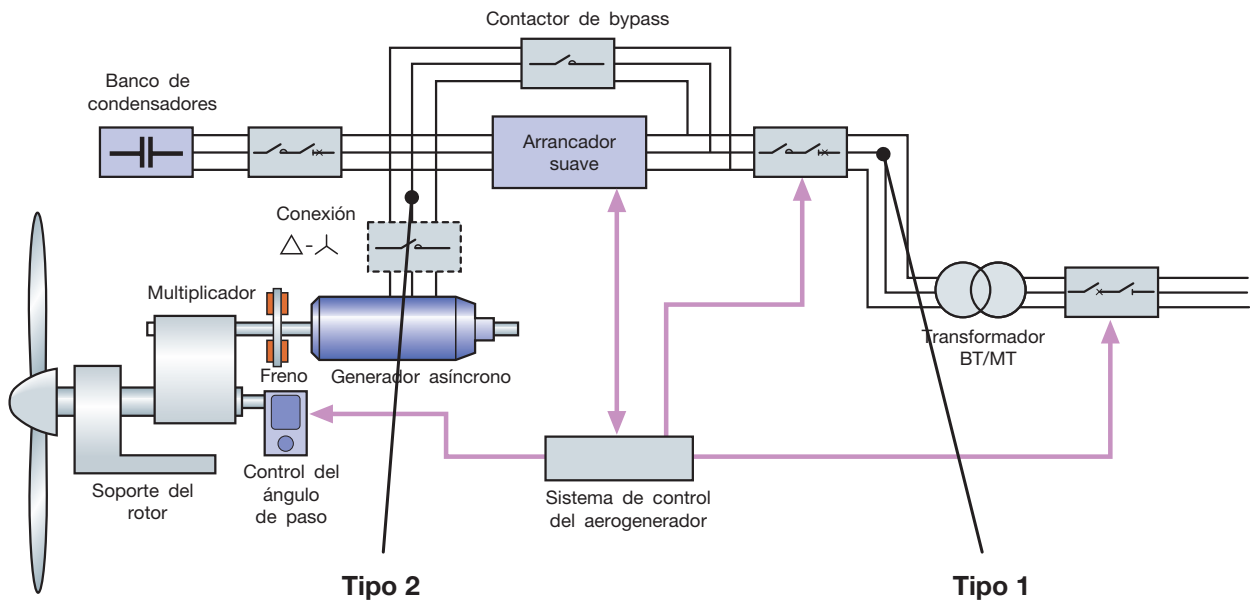
• Tipo 1 **OVR T1 25 440-50 (x3)**

- $I_{imp} = 25 \text{ kA/fase (10/350)}$;
- $U_n = 400/690 \text{ V (L-PEN/L-L)}$;
- $U_c = 440/750 \text{ V (L-PEN/L-L)}$;
- $U_t = 690 \text{ V (L-PEN)}$;
- $U_p = 2 \text{ kV}$;
- $I_{fi} = 50 \text{ kA}$.



• Tipo 2 **OVR T2 3L 40 440/690 P TS**

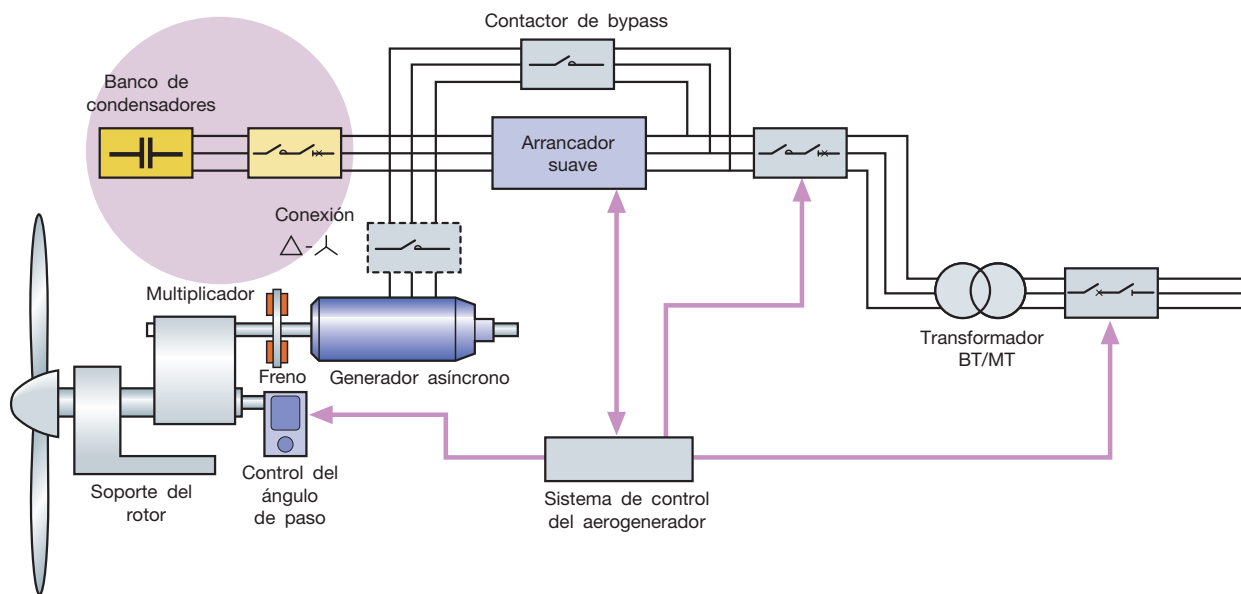
- $I_{max} = 40 \text{ kA/fase (8/20)}$;
- $I_{imp} \geq 1,5 \text{ kA/fase (10/350)}$ conforme a la norma IEC 61400-24;
- $U_n = 400/690 \text{ V (L-PEN/L-L)}$;
- $U_c = 440/750 \text{ V (L-PEN/L-L)}$;
- $U_t = 690 \text{ V (L-PEN)}$;
- $U_p = 2,9 \text{ kV}$.



10.1.5 Maniobra y protección de condensadores

Para la selección de los bancos de condensadores, de los contactores de maniobra y de los interrup-

tores automáticos de protección, véanse las indicaciones contenidas en el CT8 – *Corrección del factor de potencia y filtrado de armónicos en las instalaciones eléctricas.*



10.2 Transmisión eléctrica – Velocidad fija – Circuito auxiliar principal

10.2.1 Interruptores automáticos

Se utilizan interruptores automáticos para la protección del circuito auxiliar principal contra sobreintensidades. Concretamente, pueden utilizarse interruptores automáticos en cajas moldeadas de la serie Tmax T y de la nueva serie Tmax XT.

Versiones especiales para temperaturas de funcionamiento entre $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $+70\text{ }^{\circ}\text{C}$ se encuentran actualmente en fase de desarrollo.

Los interruptores automáticos son de conformidad con las normas IEC, UL y CCC y están disponibles en las magnitudes siguientes:

- corriente nominal hasta 320 A;
- tensión nominal hasta 690 V;
- poder de corte hasta 100 kA.

Para las instalaciones eólicas de potencia limitada se pueden usar interruptores automáticos modulares de la serie System Pro *M Compact*.



10.3 Transmisión eléctrica – Doblemente alimentado – Circuito de potencia

10.3.1 Interruptores automáticos

Se utilizan interruptores automáticos para la protección del circuito de alimentación del estator y del rotor del generador de inducción de anillos.

Los interruptores se coordinan con los contactores de maniobra.

Pueden utilizarse interruptores automáticos abiertos de la serie Emax y en cajas moldeadas de la serie Tmax T, así como de la nueva serie Tmax XT para protección contra sobrecorrientes de dispositivos eléctricos tales como generadores, cables y transformadores.

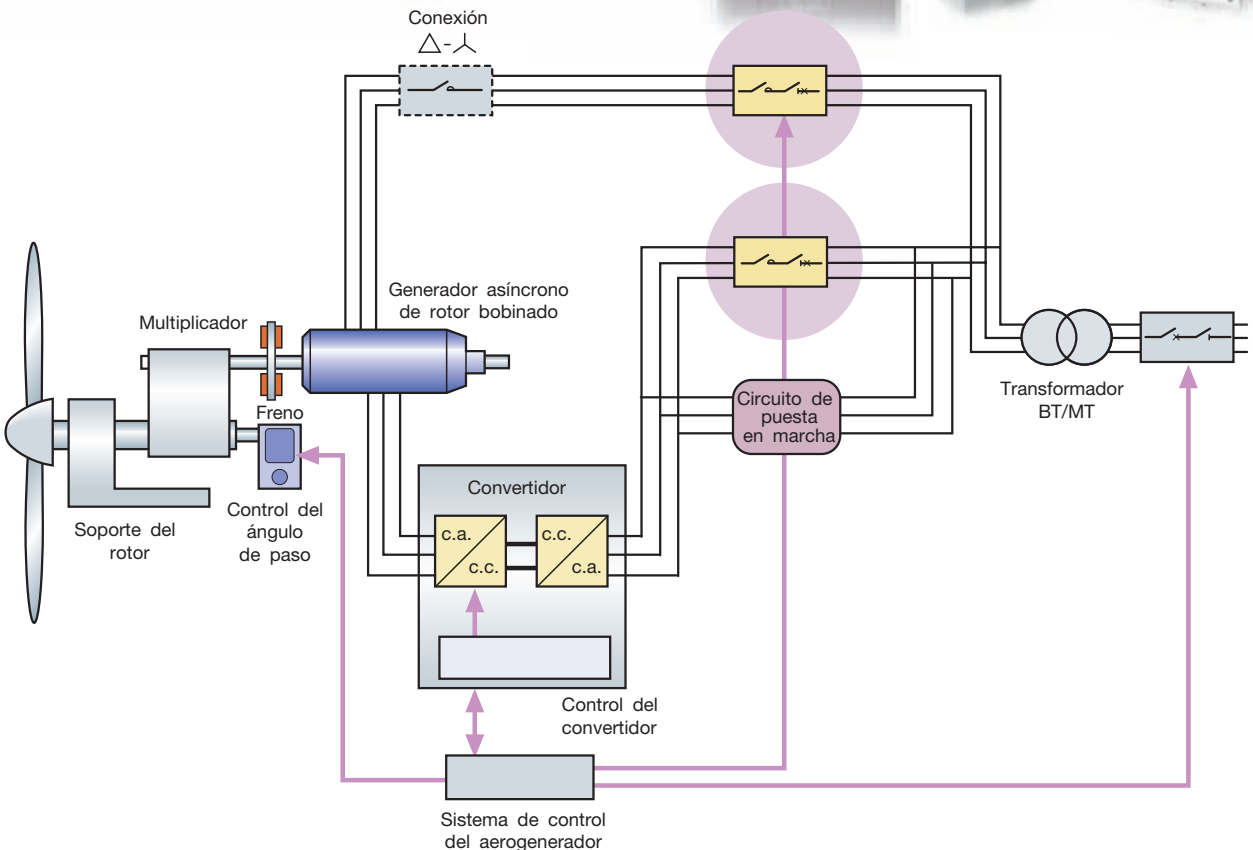
Los interruptores abiertos y en cajas moldeadas se pueden utilizar para el seccionamiento del generador en las operaciones de mantenimiento.

Versiones especiales para temperaturas de funcionamiento entre $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $+70\text{ }^{\circ}\text{C}$ se encuentran actualmente en fase de desarrollo.

Los interruptores automáticos más utilizados son conformes con las normas IEC, UL y CCC y están disponibles en las magnitudes siguientes:

- corriente nominal hasta 6300 A;
- tensión nominal hasta 1150 V;
- poder de corte hasta 100 kA.

Para las instalaciones eólicas de potencia limitada se pueden usar interruptores automáticos modulares de la serie System Pro M Compact.



10.3.2 Contactores

Hay disponibles contactores de maniobra AF coordinados con los interruptores automáticos para la protección de circuitos.

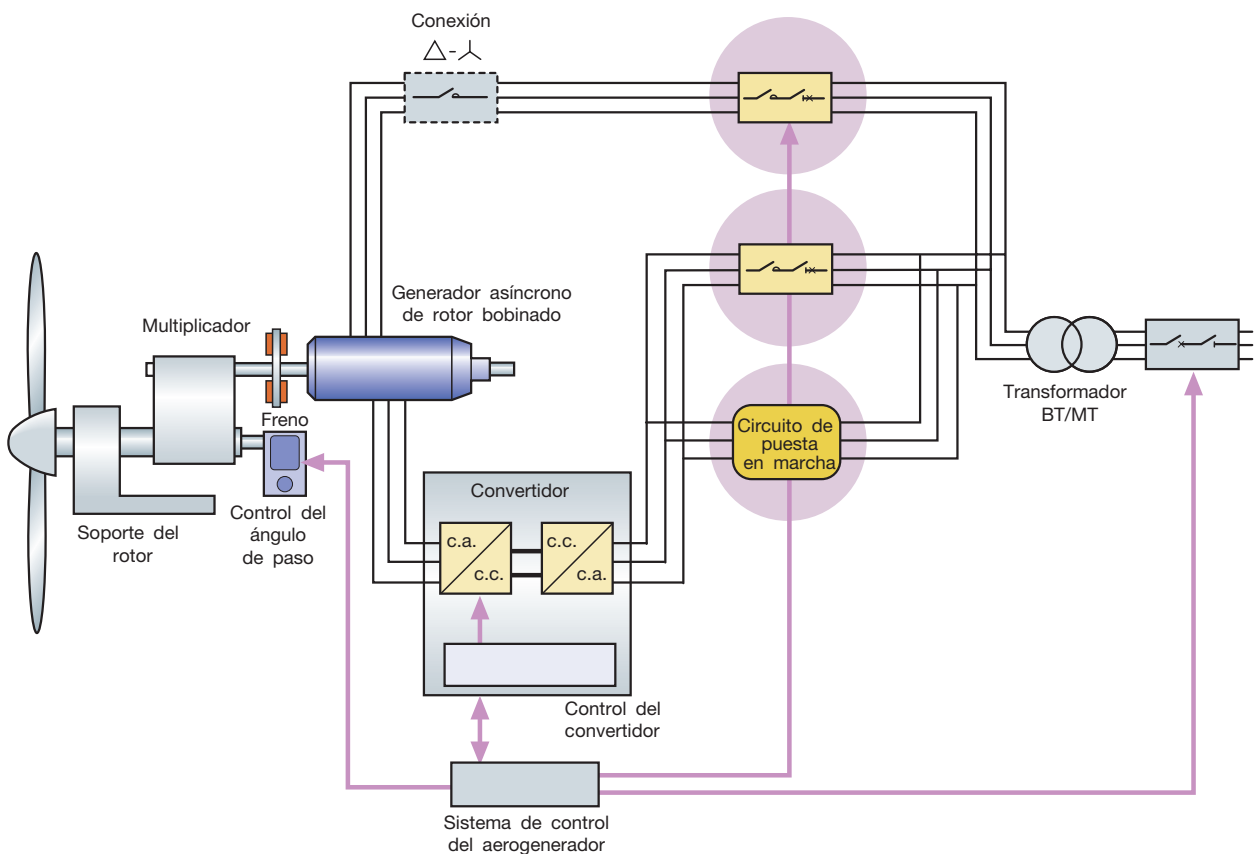
Dichos contactores pueden usarse también en el circuito de alimentación mediante el arrancador suave o en la conexión estrella-triángulo para reducir la corriente de arranque.

La amplia gama disponible (de AF9 a AF2050) permite gestionar corrientes de carga de hasta 2050 A en AC-1.

Concretamente, los contactores AF1250 y AF2050 han sido diseñados para su uso en aplicaciones como las plantas eólicas; entre sus características destacan:

- diseño compacto; el AF1250 es el contactor de 1260 A (AC-1) más compacto del mercado, con las mismas dimensiones que los AF580 y AF750; el AF2050 tiene las mismas dimensiones que el AF1650, con una corriente en AC-1 superior;
- bobina controlada electrónicamente, con un amplio rango de tensiones;
- amplia gama de accesorios: pueden usarse todos los accesorios de los contactores AF580, AF750, AF1350 y AF1650.

Si se requiere funcionamiento con baja tensión (LVRT) sin apoyo de SAI debe usarse la versión especial de contactores AF.T.



Los contactores AF1350T y AF2050T incorporan la función T (retardo temporal) conjuntamente con la bobina controlada electrónicamente.

El contactor del circuito del estator está pensado para las maniobra de mayor potencia y, en consecuencia, es de mayor tamaño.

Puesto que el arranque se efectúa mediante el circuito del rotor, la conexión estrella-triángulo del estator es poco habitual.



El contactor, situado en el circuito del rotor, es de tamaño inferior dada la menor potencia que debe gestionar.

Puede ser instalado tanto en el lado del generador como en el lado de la red del convertidor y, puesto que el rango de control del propio convertidor es limitado, ambas configuraciones pueden tratarse como aplicaciones a frecuencia constante.



Por último, el contactor del circuito para el arranque del convertidor y la maniobra de los condensadores es de tamaño limitado.



10.3.3 Protectores contra sobretensiones

Para la protección contra descargas de rayo directas se utilizan protectores contra sobretensiones del tipo 1 instalados cerca del interruptor automático principal, y contra descargas indirectas, del tipo 2 instalados cerca del estator del generador y en el lado de la red del convertidor del rotor para su protección adicional. También se utilizan protectores del tipo 2 adaptados para sobretensiones transitorias superpuestas a la tensión de control en el lado del generador del convertidor del rotor y en las proximidades del propio rotor.

• Tipo 1 **OVR T1 25 440-50 (x3)**

- $I_{imp} = 25 \text{ kA/fase (10/350)}$;
- $U_n = 400/690 \text{ V (L-PEN/L-L)}$;
- $U_c = 440/750 \text{ V (L-PEN/L-L)}$;
- $U_t = 690 \text{ V (L-PEN)}$;
- $U_p = 2 \text{ kV}$;
- $I_{fi} = 50 \text{ kA}$.



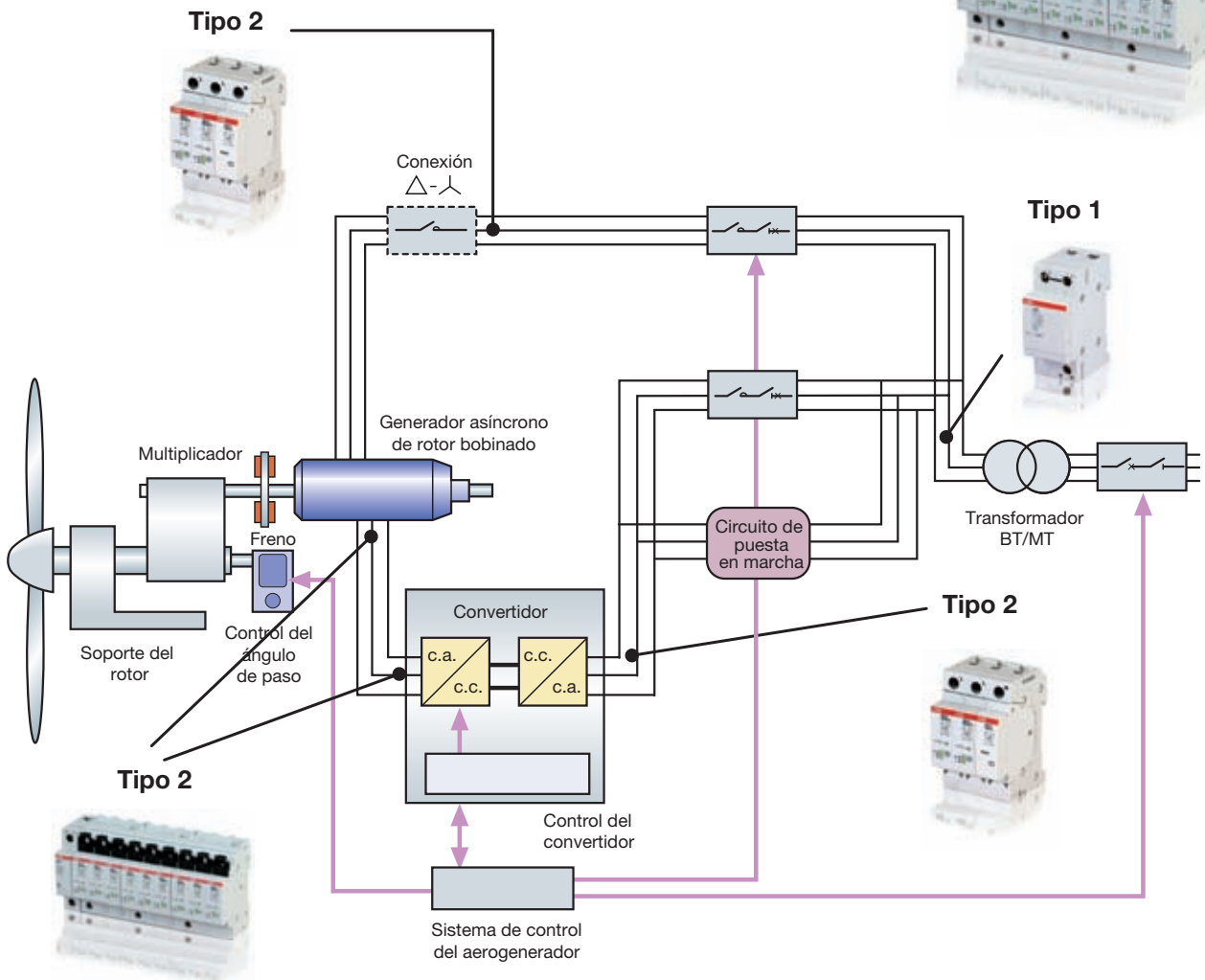
• Tipo 2 **OVR T2 3L 40 440/690 P TS**

- $I_{max} = 40 \text{ kA/fase (8/20)}$;
- $I_{imp} \geq 1,5 \text{ kA/fase (10/350)}$ conforme a la norma IEC 61400-24;
- $U_n = 400/690 \text{ V (L-PEN/L-L)}$;
- $U_c = 440/750 \text{ V (L-PEN/L-L)}$;
- $U_t = 690 \text{ V (L-PEN)}$;
- $U_p = 2,9 \text{ kV}$.



• Tipo 2 **OVR WT 3L 40 690 P TS**

- $I_n \geq 20 \text{ kA/fase (8/20)}$;
- $I_{max} \geq 40 \text{ kA/fase (8/20)}$;
- $I_{imp} \geq 2 \text{ kA/fase (10/350)}$ conforme a la norma IEC 61400-24;
- $U_n = 400/690 \text{ V (L-PE/L-L)}$;
- $U_{rp} \geq 3000/3400 \text{ V (L-PE/L-L)}$.



10.4 Transmisión eléctrica – Doblemente alimentado – Circuito auxiliar principal

10.4.1 Interruptores automáticos

Se utilizan interruptores automáticos para la protección del circuito auxiliar principal contra sobretensiones. Concretamente, pueden utilizarse interruptores automáticos en cajas moldeadas de la serie Tmax T y de la nueva serie Tmax XT.

Versiones especiales para temperaturas de funcionamiento entre $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $+70\text{ }^{\circ}\text{C}$ se encuentran actualmente en fase de desarrollo.

Los interruptores automáticos más utilizados son conformes con las normas IEC, UL y CCC y están disponibles en las magnitudes siguientes:

- corriente nominal hasta 630 A;
- tensión nominal hasta 690 V;
- poder de corte hasta 100 kA.

Para las instalaciones eólicas de potencia limitada se pueden usar interruptores automáticos modulares de la serie System Pro M Compact.



10.5 Transmisión eléctrica – Doblemente alimentado – Generadores asíncronos

Los generadores asíncronos doblemente alimentados ABB permiten la generación continua de potencia reactiva y presentan una alta eficiencia que se traduce en la maximización de la producción energética.

El diseño especial del rotor permite el uso de anillos especiales de soporte al final del bobinado, fabricados en fibra de carbono, que resisten las sobrevelocidades repentinas y no controladas.

El mejorado aislamiento del rotor permite el uso del convertidor en un rango más amplio de funcionamiento.

Estos generadores doblemente alimentados aportan una elevada calidad de la potencia gracias a la minimización de la distorsión armónica total (THD, por sus siglas en inglés), sobre todo mediante la reducción de los armónicos 5° y 7°.

Principales características de los generadores doblemente alimentados ABB:

- potencia nominal hasta 5 MW;
- tensión nominal de 690 a 12 000 V;
- tensión de aislamiento del rotor de 2,5 kV;
- factor de potencia 0,9 inductivo – 1 – 0,9 capacitivo;
- rango de velocidades de 700 a 2000 rpm;
- sobrevelocidad máxima hasta 3000 rpm;
- refrigeración por aire o por agua;



10.6 Transmisión eléctrica – Doblemente alimentado – Convertidores

Los convertidores para la configuración doblemente alimentado de ABB sincronizan el generador con la red. La monitorización (40 000 veces/s) y el control directo del par del rotor permiten obtener valores de velocidad y par idóneos para el funcionamiento del generador.

Los modelos refrigerados por líquido se entregan con una cubierta totalmente cerrada, con el fin de incrementar la protección contra condiciones ambientales severas tales como polvo, salinidad o humedad elevada.

Las principales características de los convertidores doblemente alimentados ABB son:

- potencia nominal de 0,85 a 3,8 MW;
- control directo de par (DTC, por sus siglas en inglés);
- control de la potencia activa y reactiva;
- módulo de potencia con IGBT, condensadores integrados y electrónica de control;
- bajo coeficiente de distorsión armónica total (THD);
- refrigeración por aire o por agua;
- los modelos de refrigeración líquida incluyen una cubierta totalmente aislada.



10.7 Transmisión eléctrica – Convertidor total – Circuito de potencia

10.7.1 Interruptores automáticos

Se utilizan interruptores automáticos para la protección del circuito en el lado de la red del convertidor.

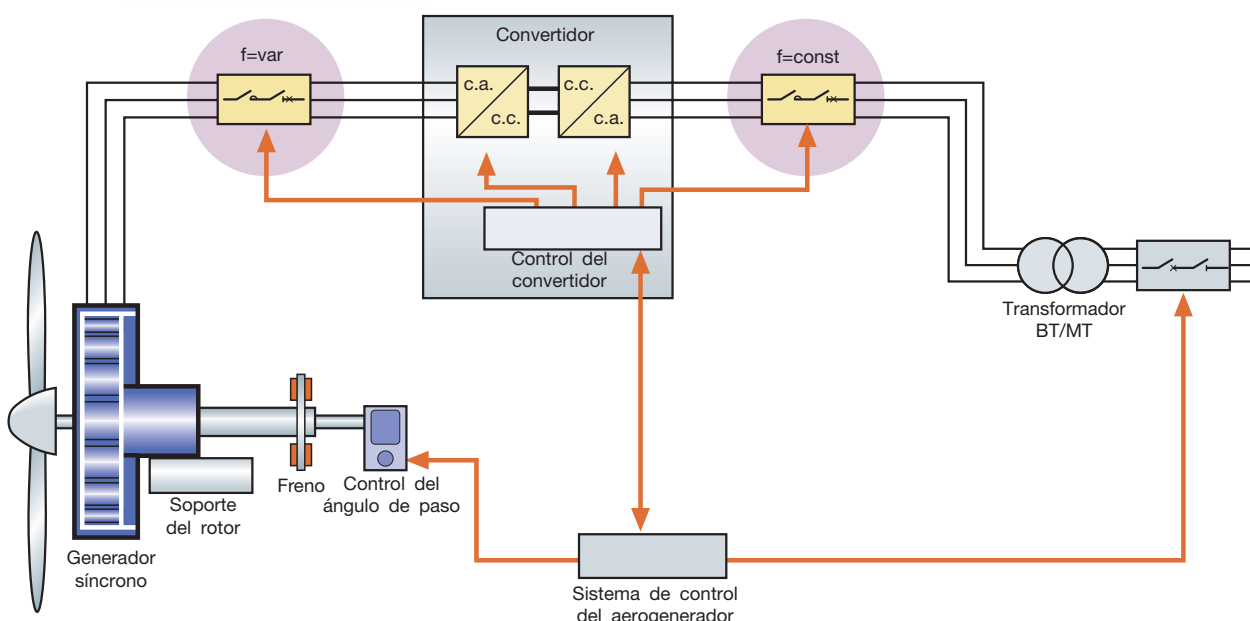
Los nuevos interruptores automáticos de la serie Tmax VF y Emax VFP se han desarrollado específicamente para la sección entre el generador y el convertidor, en la que hay magnitudes eléctricas de frecuencia variable; estos interruptores representan la solución ideal gracias a:

- nuevos relés electrónicos y sensores de corriente optimizados, capaces de garantizar un alto nivel de exactitud y precisión de las protecciones incluso cuando la frecuencia es variable;
- cámaras de arco y contactos principales desarrollados para alcanzar un elevado poder de corte en todo el rango de frecuencias;
- uso de materiales de altas prestaciones que permitan el funcionamiento hasta 1000 V;



Principales características:

- corriente nominal ininterrumpida de 800 a 5000 A;
- tensión nominal de servicio de 1000 V para Tmax VF y Emax VF;
- frecuencia de funcionamiento de 1 hasta 200 Hz; hay disponibles 4 tipos de relé de protección (los dos primeros para Tmax y los otros dos para Emax) según la corriente nominal y el rango de frecuencias:
 - magnetotérmico de baja frecuencia (1...60 Hz) hasta 800 A;
 - PR222/VF para alta frecuencia (20...200 Hz) hasta 800 A;
 - PR122/VF de baja frecuencia (1...60 Hz) hasta 2500 A;
 - PR111/VF para alta frecuencia (20...200 Hz) hasta 5000 A;
- poder de corte elevado en todo el rango de frecuencias;
- temperatura de funcionamiento de -25 °C a +70 °C; para instalaciones en condiciones ambientales extremas está disponible la versión especial LTT (Low Voltage Temperature), capaz de trabajar entre -40 °C y +70 °C gracias a una nueva generación de lubricantes y componentes electrónicos y mecánicos seleccionados para el funcionamiento a temperaturas muy bajas.



En la sección entre el convertidor y la red pueden utilizarse interruptores automáticos abiertos de la serie Emax y en cajas moldeadas de la serie Tmax T, así como de la nueva serie Tmax XT para protección contra sobrecargas de dispositivos eléctricos tales como generadores, cables y transformadores. Los interruptores abiertos y en cajas moldeadas se pueden utilizar para el seccionamiento del generador en las operaciones de mantenimiento. Versiones especiales para temperaturas de funcionamiento entre -40 °C y +70 °C se encuentran actualmente en fase de desarrollo.

Los interruptores automáticos son de conformidad con las normas IEC, UL y CCC y están disponibles en las magnitudes siguientes:

- corriente nominal hasta 6300 A;
- tensión nominal hasta 1150 V;
- poder de corte de 100 kA a 690 V.

Para las instalaciones eólicas de potencia limitada se pueden usar interruptores automáticos modulares de la serie System Pro M Compact.



10.7.2 Contactores

Hay disponibles contactores de maniobra AF coordinados con los interruptores automáticos para la protección de circuitos.

Dichos contactores, junto con el interruptor automático que garantiza el seccionamiento y la protección, pueden instalarse a ambos lados del convertidor y, por tanto, funcionan a frecuencia fija en el lado de la red (50/60 Hz) y a frecuencia variable en el lado del generador.

En el caso de maniobras de alta frecuencia, los contactores sufren un derrateo con un factor de 0,8 a 400 Hz (factor igual a 1 a 150 Hz).

Para bajas frecuencias, sin embargo, los contactores no sufren derrateo. La maniobra de corrientes nominales elevadas a baja frecuencia teóricamente reduce la vida útil de los contactos principales, aunque en este caso normalmente no hace falta tenerlo en consideración.

La amplia gama disponible (de AF9 a AF2050) permite gestionar corrientes de carga de hasta 2050 A en AC-1.

Concretamente, los contactores AF1250 y AF2050 han sido diseñados para su uso en aplicaciones como las plantas eólicas; entre sus características destacan:

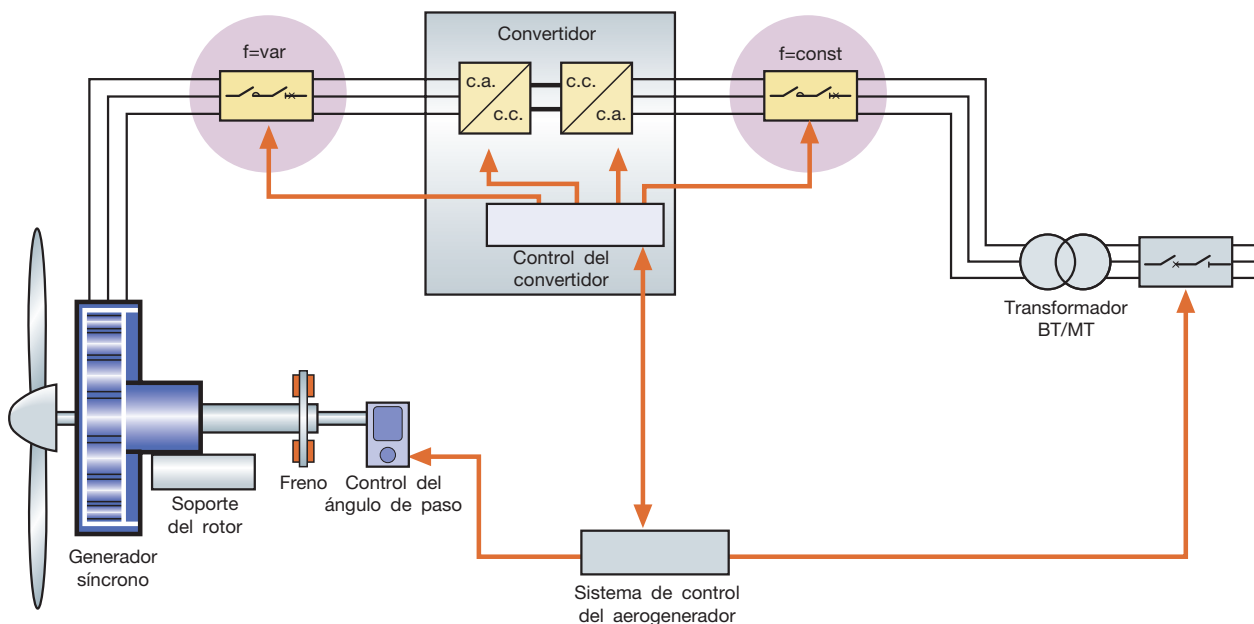
- diseño compacto; el AF1250 es el contactor de 1260 A (AC-1) más compacto del mercado, con

las mismas dimensiones que los AF580 y AF750; el AF2050 tiene las mismas dimensiones que el AF1650, con una corriente en AC-1 superior;

- bobina controlada electrónicamente, con un amplio rango de tensiones;
- amplia gama de accesorios: pueden usarse todos los accesorios de los contactores AF580, AF750, AF1350 y AF1650.

Si se requiere funcionamiento con baja tensión (LVRT) sin apoyo de SAI debe usarse la versión especial de contactores AF.T.

Los contactores AF1350T y AF2050T incorporan la función T (retardo temporal) conjuntamente con la bobina controlada electrónicamente.



10.7.3 Protectores contra sobretensiones

Para la protección contra descargas de rayo directas se utilizan protectores contra sobretensiones del tipo 1 instalados cerca del interruptor automático principal, y contra descargas indirectas, del tipo 2 instalados en el lado de la red del convertidor para su protección adicional.

También se utilizan protectores del tipo 2 adaptados para sobretensiones transitorias superpuestas a la tensión de control en el lado del generador del convertidor y en las proximidades del propio generador.

• Tipo 1 **OVR T1 25 440-50 (x3)**

- $I_{imp} = 25$ kA/fase (10/350);
- $U_n = 400/690$ V (L-PEN/L-L);
- $U_c = 440/750$ V (L-PEN/L-L);
- $U_t = 690$ V (L-PEN);
- $U_p = 2$ kV;
- $I_n = 50$ kA.



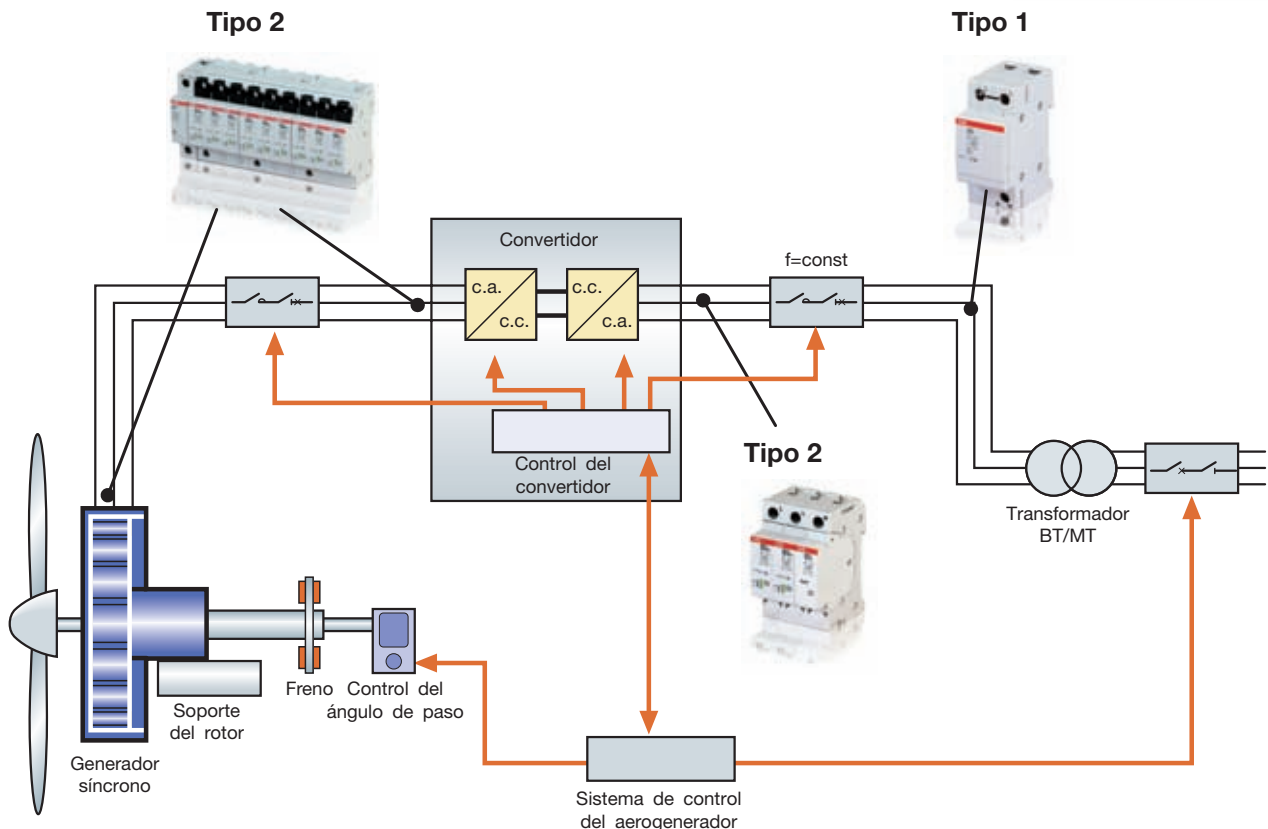
• Tipo 2 **OVR T2 3L 40 440/690 P TS**

- $I_{max} = 40$ kA/fase (8/20);
- $I_{imp} \geq 1,5$ kA/fase (10/350) conforme a la norma IEC 61400-24
- $U_n = 400/690$ V (L-PEN/L-L);
- $U_c = 440/750$ V (L-PEN/L-L);
- $U_t = 690$ V (L-PEN);
- $U_p = 2,9$ kV.



• Tipo 2 **OVR WT 3L 40 690 P TS**

- $I_n \geq 20$ kA/fase (8/20);
- $I_{max} \geq 40$ kA/fase (8/20);
- $I_{imp} \geq 2$ kA/fase (10/350) conforme a la norma IEC 61400-24;
- $U_n = 400/690$ V (L-PE/L-L);
- $U_{rp} \geq 3000/3400$ V (L-PE/L-L).



10.8 Transmisión eléctrica – Convertidor total – Circuito auxiliar principal

10.8.1 Interruptores automáticos

Se utilizan interruptores automáticos para la protección del circuito auxiliar principal contra sobrecorrientes.

Concretamente, pueden utilizarse interruptores automáticos en cajas moldeadas de la serie Tmax T y de la nueva serie Tmax XT.

Versiones especiales para temperaturas de funcionamiento entre $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $+70\text{ }^{\circ}\text{C}$ se encuentran actualmente en fase de desarrollo.

Los interruptores automáticos son de conformidad con las normas IEC, UL y CCC y están disponibles en las magnitudes siguientes:

- corriente nominal hasta 250 A;
- tensión nominal hasta 690 V;
- poder de corte hasta 100 kA.

Para las instalaciones eólicas de potencia limitada se pueden usar interruptores automáticos modulares de la serie System Pro M Compact.



10.9 Transmisión eléctrica – Convertidor total – Generadores

Para la configuración de convertidor total hay disponibles generadores de imanes permanentes de alta, media y baja velocidad que se adaptan tanto a aerogeneradores *onshore* como *offshore*. Para la configuración de alta velocidad, la oferta ABB incluye también generadores asíncronos.

10.9.1 Generadores de imanes permanentes

La probada tecnología de aislamiento para alta tensión y el sistema de impregnación vacío-presión (VPI, por sus siglas en inglés) permiten maximizar la vida útil del generador y elevan la capacidad de resistencia a la sobrecarga momentánea. Todos los generadores ABB ofrecen la máxima eficiencia a todas las velocidades, y muy especialmente a las bajas, con un diseño robusto y un mantenimiento reducido.

La capacidad y experiencia en el diseño y construcción de generadores de imanes permanentes permiten a ABB:

- configurar el circuito magnético adecuado para cada una de las tres tecnologías de baja, media y alta velocidad;
- seleccionar los imanes de neodimio disponibles en el mercado con las propiedades adecuadas para cada caso específico;
- un correcto dimensionado y el funcionamiento a bajas temperaturas que impiden la desmagnetización, incluso en casos de avería;
- la fijación fiable de los imanes, optimizada para todos los rangos de velocidades y para aplicaciones que causan esfuerzos mecánicos.

10.9.1.1 Generadores de alta velocidad

Estos tipos de generadores ABB de imanes permanentes ofrecen potencia elevada desde los tamaños más pequeños, con una notable eficiencia en todo el rango de velocidades.



Principales características:

- potencia nominal de 1 a 6 MW;
- tensión nominal de 690 a 3300 V;
- velocidad nominal de 1000 a 2000 rpm;
- fijación resistente a la fatiga de los imanes.

10.9.1.2 Generadores de media velocidad

Estos generadores se integran con el multiplicador para aportar un diseño compacto y de elevada eficiencia en todo el rango de velocidades.

También está disponible la configuración no integrada.

Principales características:

- potencia nominal de 1 a 6 MW;
- tensión nominal de 690 a 3300 V;
- velocidad nominal de 120 a 450 rpm.



10.9.1.3 Generadores de baja velocidad

Estos generadores forman una unidad estructuralmente integrada en el aerogenerador.

Hay disponibles configuraciones con el rotor interno o externo, con una elevada eficiencia en todo el rango de velocidades.

Principales características:

- potencia nominal de 1,5 a 3 MW;
- tensión nominal de 690 a 3300 V;
- velocidad nominal de 14 a 30 rpm.



10.10 Transmisión eléctrica – Convertidor total – Convertidores

Los convertidores totales aíslan el generador de la red y proporcionan el LVRT apoyando a esta mediante el control de la potencia activa y reactiva.

Ajustan y supervisan el par y la velocidad del generador y lo protegen de las repentinas variaciones de los parámetros de la red que, de otro modo, causarían esfuerzos mecánicos adicionales a la transmisión.

Dichos convertidores son adecuados tanto para instalaciones *onshore* como *offshore*.

10.10.1 Convertidores de baja tensión

El control directo de par (DTC) supervisa el par del generador 40 000 veces por segundo, lo que permite un control eficaz de la velocidad y del par del generador y con ello un suministro de potencia de elevada calidad.

La refrigeración líquida transfiere calor del convertidor al exterior del aerogenerador permitiendo que el armario contenedor sea totalmente hermético, sin aberturas por las que pueda entrar humedad, salinidad o polvo.

Los convertidores con potencia superior a los 2 MW ofrecen la posibilidad de conexión en paralelo de subconvertidores para mejorar la eficiencia y optimizar la instalación del aerogenerador.

Principales características:

- potencia nominal de 0,8 a 6 MW;
- refrigeración líquida;
- contactores o interruptores automáticos en el lado de la red para la conexión/desconexión;
- módulo de potencia con IGBT, condensadores de CC integrados y electrónica de control;
- reducción de las oscilaciones de torsión;
- bajo coeficiente de distorsión armónica total (THD);
- ubicables tanto en la góndola como en la base de la torre.



10.10.2 Convertidores de media tensión

Diseñados para aerogeneradores de gran potencia y para ser instalados en la base de la torre, los convertidores ABB de media tensión utilizan transistores con tecnología IGCT, que garantiza una conmutación rápida y homogénea con menos pérdidas de conducción intrínsecas. Principales características:

- potencia nominal de 2,5 a 10 MW;
- tensión nominal 3,3 kV;
- refrigeración líquida;
- tecnología IGCT;
- algoritmo de control para la eliminación de armónicos;
- alta eficiencia;
- unidad de refrigeración integrada;
- interruptor del generador integrado;
- cables de sección menor y más ligeros;
- ubicable en la base de la torre.



10.11 Sistema de control del ángulo de paso

ABB ofrece diversos dispositivos para la protección y maniobra de los actuadores que regulan el ángulo de paso de las palas.

10.11.1 Interruptores automáticos en caja moldeada

Interruptores de la serie Tmax T y Tmax XT para la protección de los motores con relé electrónico integrado y diseñado específicamente para esta aplicación, PR222MP y Ekip M respectivamente, que incluyen protecciones contra:

- sobrecarga (L) con tiempo de disparo fijado eligiendo la clase de disparo definida en la norma IEC 60947-4-1;
- bloqueo de rotor (R) con umbral y tiempo de disparo regulables;
- cortocircuito instantáneo (I) con umbral regulable y tiempo de disparo instantáneo;
- desequilibrio de fase (U) con umbral regulable en ON o en OFF.



10.11.2 Limitadores de cortocircuito

Los limitadores de cortocircuito se utilizan para la coordinación de la protección en las aplicaciones de control de motores hasta 690 V, permitiendo la selectividad y minimizando el espacio de instalación cuando se usan como reserva de varios guardamotores. Limitan la corriente de cortocircuito hasta el disparo de los dispositivos aguas abajo.

Hay dos modelos disponibles:

- S800SCL-SR, características técnicas:
 - corriente nominal: 32, 63, 100 A;
 - tensión nominal: 400, 690 V;
 - poder de corte: hasta 100 kA a 440 V, hasta 65 kA a 600 V, hasta 50 kA (65 kA) a 690 V;
 - accesorios: adaptador Smisline.

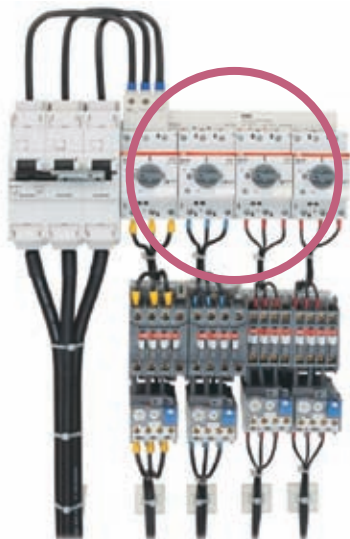
Número de guardamotores aguas abajo: hasta 12...15 motores por cada S800SCL-SR.

- WT63, basado en la tecnología S700, incrementa el nivel de cortocircuito de los MMS hasta 35 kA a 690 V y permite una coordinación de tipo 2 (arranque normal); principales características técnicas:
 - potencia máxima del motor: 37 kW a 690 V;
 - corriente máxima total (AC-3): 50 A/polo;
 - corriente de entrada máxima total: 450 A/polo;
 - temperatura ambiente máxima: 55 °C.



10.11.3 Guardamotores manuales

MS325, MO325 de la generación anterior aún disponible.



MS116, MS132 de la nueva generación con:

- elevado poder de corte;
- tensión de aislamiento de 690 V;
- función de seccionamiento;
- temperatura ambiente de funcionamiento de -25 a +60 °C (55 °C en el caso de MS116);
- clase de disparo 10;
- sensibilidad a la pérdida de fase;

Concretamente, el MS116 ofrece 12 rangos de ajuste de 0,1 a 16 A en los que:

- 0,1/10 A a 400 V con $I_{cs} = 50$ kA;
- 16 A a 400 V con $I_{cs} = 16$ kA.

Por su parte, el MS132 presenta 15 rangos de ajuste de 0,1 a 32 A en los que:

- 0,1/10 A a 400 V con $I_{cs} = 100$ kA;
- 10/25 A a 400 V con $I_{cs} = 50$ kA;
- 32 A a 400 V con $I_{cs} = 25$ kA.

10.11.4 Contactores

ABB ofrece una gama completa de contactores:

- tipo A-, modernos pero ya en el mercado desde hace varios años (tipo A, AE, AL...);
- tipo AF, disponibles desde hace algunos años pero recientemente desarrollados para control de motores hasta 18,5 kW; ofrecen las siguientes ventajas:

- tecnología AF, menos sensible a la variación de la tensión de control (CA o CC);
- número reducido de versiones con las consiguientes mejoras en logística y almacenamiento;
- dimensiones reducidas;
- versión AF.Z para el control mediante PLC gracias al reducido consumo de la bobina;

Potencias: AF09 (4 kW), AF12 (5,5 kW), AF16 (7,5 kW), AF26 (11 kW), AF30 (15 kW), AF38 (18,5 kW).



10.11.5 Relés de sobrecarga para protección de motores

Nueva generación (TF/EF) para motores de potencia hasta 18,5 kW con las siguientes ventajas:

- acoplamiento perfecto con el contactor;
- sensibilidad a la pérdida de fase;
- rearme automático/manual precintable;
- funciones de prueba y paro;

Para los relés TF42:

- clase de disparo 10;
- temperatura de funcionamiento de -25 a +60 °C.

Para los relés electrónicos EF19 y EF45:

- clase de arranque 10E, 20E y 30E;
- EF19 de 0,1 a 18,9 A;
- EF45 de 9 a 45 A;
- temperatura de funcionamiento de -25 a +70 °C.



10.11.6 Sistema Smisline

Guardamotor combinado en una unidad precableada montada en el módulo extraíble Smisline para el sistema de embarrado Smisline. Los principales elementos de esta combinación son:

- guardamotor MO325;
- contactor;
- relé térmico electrónico;
- módulo Smisline.

Principales ventajas:

- reducción del espacio de instalación y del tiempo de cableado;
- señalizaciones integradas en el sistema vía bus (LA, LB);
- código de pedido único.



10.11.7 Interruptores automáticos modulares

Los interruptores automáticos S200 y S800 incluyen las curvas de disparo D y K adaptadas a aplicaciones de protección de motores. Principales características:

- solución compacta;
- corriente nominal de 0,5 a 125 A;
- poder de corte de 6 a 50 kA (en función de la tensión).

Para circuitos en corriente continua se encuentra disponible la serie S280UC con las siguientes características principales:

- tensión nominal: 220 V CC (1 polo), 440 V CC (2, 3 y 4 polos);
- corriente nominal de 0,5 a 63 A;
- curvas B, K y Z.



10.11.8 Protectores contra sobretensiones

Para la protección contra descargas de rayo indirectas hay disponibles protectores de tipo 2 para circuitos trifásicos:

- OVR T2 3L 40 440 P TS para aplicaciones de 400 V;
- OVR T2 3L 440/690 P TS para aplicaciones de 690 V;
- OVR T2 3N 40 275 P TS (3P+N) para aplicaciones de 230/400 V con $I_{max} = 40$ kA y $U_p = 1,4$ kV.



Para la protección de circuitos en corriente continua a 24/48 V CC pueden usarse protectores de tipo 2:

- OVR 2 15 75 s P TS con $I_{max} = 15$ kA y $U_p = 0,3/0,6$ kV.



Para la protección de circuitos de datos pueden usarse:

- OVR TC xx V P con $I_{max} = 10$ kA, $U_c = 6/12/24/48/200$ V y opciones de conexión con RJ11 y RJ45.



10.11.9 Productos y relés electrónicos

Fuentes de alimentación de potencia:

- CP-E 24/20, CP-S 24/20, CP-C 24/20.
- CP-E 24/10, CP-S 24/10, CP-C 24/10.

Convertidores analógicos:

- CC-U RTD R (-40 °C).

Relés de seguridad:

- C6700, C6701, C6702.

Temporizador:

- CT-MFE.

Relés de interfaz:

- CR-M, CR-P, R600 (2 cerrado/abierto), R600 (1 cerrado/abierto).

Relé de monitorización trifásico:

- CM-MPS.

Relés de monitorización monofásicos:

- CM-EPS.2 (dc), CM-ESS.M.

Calefactores.

Controladores:

- relé lógico CL-Range o AC 500 (eCo).

10.11.11 Tomas modulares

Principales características:

- terminales de 16 mm²;
- obturadores de seguridad;



- tornillos Pozidriv®;
- opciones:
 - fusible integrado;
 - versiones en colores;
 - indicador luminoso integrado.

10.11.10 Fusibles y portafusibles

Principales características:

- AC-22B conforme a la norma IEC 60947-3;
- corriente nominal: 20 y 32 A;
- tensión nominal: 400 y 690 V;
- fusibles tipo aM/gG.



10.11.12 Motores

Como actuadores mecánicos para el control del ángulo de paso, ABB sugiere motores:

- de 6 polos;
- con potencias de 1,1 a 4 kw (también disponibles con mayores potencias).



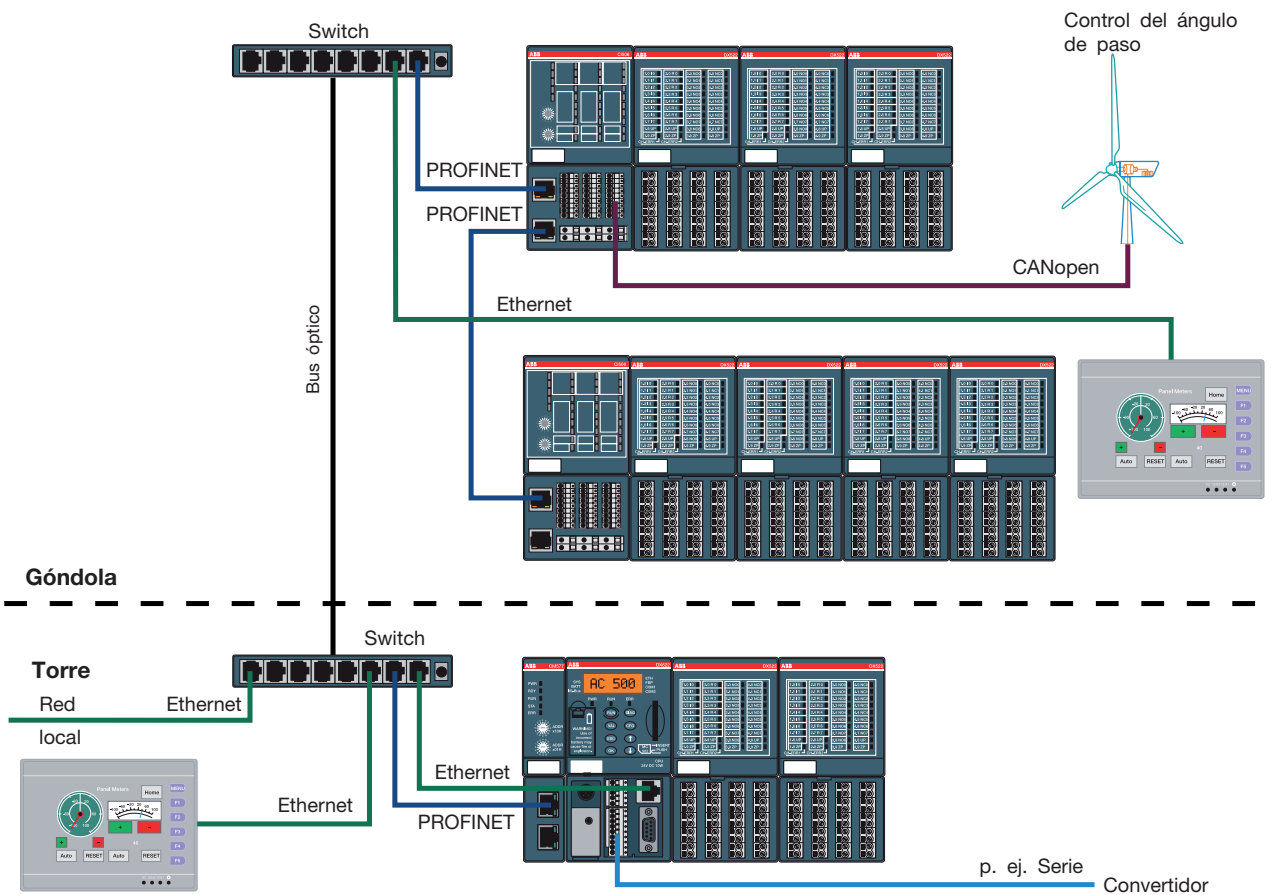
10.12 Sistema de control de orientación

El sistema de control de orientación consta de varios guardamotores, generalmente de 3 a 10. La oferta de ABB es similar a la del sistema de control del ángulo de paso.

10.13 Control principal del aerogenerador

10.13.1 Controlador

El sistema de control y el sistema de protección aseguran que el aerogenerador funcione dentro de un rango definido de magnitudes físicas. Se usa la solución con el PLC AC500 para gestionar el control global del aerogenerador, generalmente para el ajuste de la velocidad de referencia, para la alineación de la turbina en función de la dirección del viento y para gestionar las operaciones de arranque y parada.



10.13.2 Productos auxiliares

Además, ABB ofrece una completa gama de productos que pueden usarse con el controlador principal:

- fuentes de alimentación de potencia:
2 x CP-C 24/10 o 24/20, CP-A RU, CP-A CM, CP-C MM + CP-B modulo búfer C 24/10;
si se requiere la intervención del interruptor automático, usar el tipo CP-C/S;
- relés de interfaz y de monitorización: CR-P, CR-M, R600, R600 opto;
- convertidores de señales analógicas (CC-E I/I);
- convertidores de datos serie (ILPH);
- temporizador (CT-MFE).

10.13.3 Protecciones contra sobreintensidades

Para la protección del controlador contra sobreintensidades pueden usarse los interruptores automáticos modulares de la serie:

- S200 para tensión alterna del circuito principal 230/400 V CA:
 - corriente nominal de 0,5 a 63 A;
 - curvas de disparo B, C, D, K y Z;
- S280UC para tensión continua 220 V CC (1 polo) y 440 V CC (2, 3 y 4 polos):
 - corriente nominal de 0,5 a 63 A;
 - curvas de disparo B, K y Z.



10.13.4 Protecciones contra sobretensiones

Para la protección contra descargas de rayo indirectas hay disponibles protectores de tipo 2 para circuitos trifásicos:

- OVR T2 3N 40 275 P TS (3P+N) para aplicaciones de 230/400 V con $I_{max} = 40$ kA y $U_p = 1,4$ kV.



Para la protección de circuitos en corriente continua a 24/48 V CC pueden usarse protectores de tipo 2:

- OVR 2 15 75 s P TS con $I_{max} = 15$ kA y $U_p = 0,3/0,6$ kV.



Para la protección de circuitos de datos pueden usarse:

- OVR TC xx V P con $I_{max} = 10$ kA, $U_c = 6/12/24/48/200$ V y opciones de conexión con RJ11 y RJ45.



10.13.5 Fusibles y portafusibles

Principales características:

- AC-22B conforme a la norma IEC 60947-3;
- corriente nominal: 20 y 32 A;
- tensión nominal: 400 y 690 V;
- fusibles tipo aM/gG.



10.13.6 Tomas modulares

Principales características:

- terminales de 16 mm²;
- obturadores de seguridad;
- tornillos Pozidriv®;
- opciones:
 - fusible integrado;
 - versiones en colores;
 - indicador luminoso integrado.



10.14 Sistemas hidráulicos y de refrigeración

Los sistemas del aerogenerador se complementan con bombas hidráulicas y sistemas de refrigeración que transportan el calor de los dispositivos internos (generador, multiplicador, convertidor, etc.) hacia el exterior de la turbina.

Además, los sistemas hidráulicos pueden usarse en circuitos de seguridad, como son los sistemas de frenado. La oferta de ABB es similar a la del sistema de control del ángulo de paso.



Como actuadores para bombas hidráulicas hay disponibles motores de 2 a 8 polos con potencias desde 0,06 a 55 kW para todas las tensiones habituales, mientras que para sistemas de refrigeración hay disponibles motores de 2, 4 y 6 polos con potencias entre 0,75 y 7,5 kW, y a dos velocidades con 2/4, 4/8 y 4/6 polos.

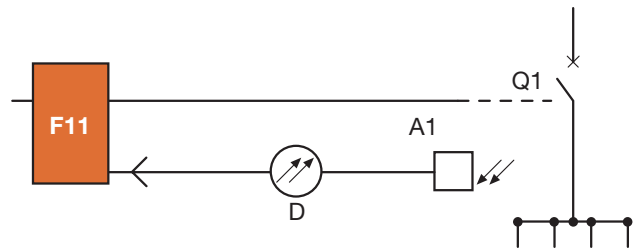


10.15 Sistema de detección de arco eléctrico

Este sistema se compone de un sensor óptico interno en el cuadro eléctrico capaz de detectar la radiación luminosa creada por el arco eléctrico; este sensor está conectado al detector de arco TVOC-2, que a su vez está conectado al interruptor automático.

Principales ventajas:

- aumento del nivel de protección frente al uso exclusivo de sistemas de protección basados en sobrecorrientes;
- mejora de la seguridad del personal encargado e incremento de la productividad;
- prevención de explosiones por cortocircuito y desconexión del circuito en milisegundos.



10.16 Controladores de aislamiento

Los controladores de aislamiento ABB permiten monitorizar el circuito principal aislado, para detectar posibles primeros defectos a tierra; pueden usarse para medir directamente la resistencia de aislamiento en sistemas aislados de corriente alterna o continua con tensiones hasta 690 V CA y 1000 V CC.

10.17 Conexión a la red

Los grandes aerogeneradores —con potencias de varios MW— generalmente se conectan a media tensión, mientras que las turbinas de tamaño mediano o pequeño se conectan a la red de baja tensión. Para la conexión a media tensión, la oferta ABB incluye transformadores BT/MT y cuadros con los respectivos interruptores automáticos de MT.

10.17.1 Transformadores BT/MT

Los transformadores ABB tienen un diseño compacto que permite su instalación a través de la abertura de la torre sin tener que ser desmontados. Han sido diseñados para reducir las pérdidas y funcionar en condiciones ambientales exigentes, caracterizadas por fuertes vibraciones, salinidad, polvo y humedad de hasta el 100%.

Principales características:

- transformadores de tipo seco hasta 40 MVA y 72,5 kV;
- transformadores con aislamiento en líquido hasta 40 MVA y 72,5 kV;
- clases E2, C2 y F1;
- sistemas de refrigeración forzada con múltiples soluciones;
- temperatura de aislamiento de hasta 180 °C para los transformadores de tipo seco;
- opción de líquido de refrigeración orgánico;
- adaptados a instalaciones de aerogeneradores terrestres y marinas.

10.17.2 Cuadros eléctricos

SafeWind de ABB es un cuadro eléctrico compacto que constituye una solución adaptada a todos los niveles de tensión. Permite la protección y el seccionamiento de las plantas eólicas incluso en condiciones ambientales severas.

Está homologado tanto por IEC como por la agencia china GB, siendo el único producto homologado por GB para 40,5 kV.

La anchura reducida del cuadro eléctrico (420 mm), adaptada a un interruptor automático de 36 kV, permite su instalación a través de la abertura de la torre.

Principales características:

- soluciones disponibles para 12 kV, 24 kV, 36 kV y 40,5 kV;
- combinación de módulos normalizados para una mayor flexibilidad de aplicación;
- interruptor automático y seccionador con fusible de protección;
- disponibles soluciones avanzadas para protección contra arco eléctrico;
- adaptados a instalaciones de aerogeneradores terrestres y marinas.



Para la conexión a baja tensión de los aerogeneradores de tamaño mediano y pequeño, la oferta ABB incluye:

- relés de interfaz;
- interruptores automáticos;
- seccionadores;
- contactores;
- contadores de energía.

10.17.3 Relés de interfaz CM-UFS

El relé de interfaz CM-UFS responde a las exigencias de seguridad de las instalaciones y de los operadores en caso de avería y perturbaciones de la red pública en conexiones en paralelo.

Principales características:

- protección de mínima tensión;
- protección de máxima tensión;
- protección de mínima frecuencia;
- protección de máxima frecuencia;
- montaje sobre guía DIN, tamaño 22 mm;
- conexión configurable del conductor de neutro;
- 3 LED indicadores del estado de funcionamiento;
- alimentación desde el circuito bajo control;
- medida del verdadero valor RMS;
- válido también para controlar instalaciones monofásicas;
- 2 contactos conmutados (SPDT);
- montaje: guía DIN EN 60715 (35 mm) con mecanismo de inserción a presión.



Relés de interfaz CM-UFS.1

Para los mercados que aplican la normativa alemana VDE:

- máxima tensión [Vn] > 115%;
- mínima tensión [Vn] < 80%;
- máxima frecuencia [Hz] > 50,2;
- mínima frecuencia [Hz] < 47,5;
- valor medio [Vn] en 10 minutos regulable entre 110 y 115%.

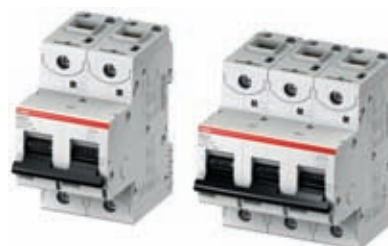
Relés de interfaz CM-UFS.2

Específico para el mercado italiano, conforme al marco normativo de ENEL Distribuzione más reciente (edición del 1 de diciembre de 2008):

- máxima tensión [Vn] > 120%;
- mínima tensión [Vn] < 80%;
- máxima frecuencia [Hz] > 50,3 o 51 a petición del personal de ENEL;
- mínima frecuencia [Hz] < 49,7 o 49 a petición del personal de ENEL.

10.17.4 Interruptores automáticos modulares

Estos interruptores con poder de corte hasta 50 kA permiten reducir las dimensiones y el peso del cuadro eléctrico. Pueden usarse en un amplio rango de temperaturas y altitudes. Además, están disponibles para un amplio rango de corrientes nominales (de 10 a 125 A) y con diferentes curvas de disparo (B, C, D, K y Z).



10.17.5 Contadores de energía Delta Max

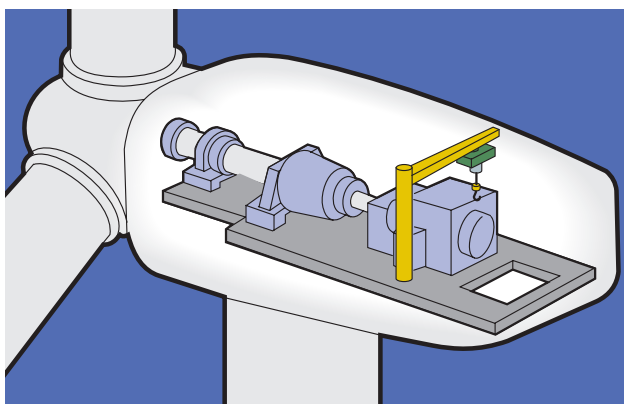
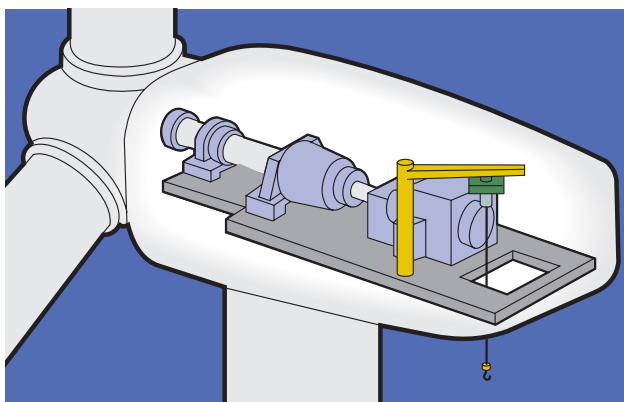
Estos contadores permiten:

- un control absoluto de la energía producida y consumida;
- la posibilidad de comunicación a larga distancia;
- la posibilidad de uso hasta 500 V CA.



10.18 Circuitos auxiliares

En el aerogenerador existen diversos sistemas auxiliares menores: desde sistemas elevadores (ascensor, polipasto) usados para la subida/descenso de personal o dispositivos de la góndola, a ventiladores e iluminación eléctrica interna. También se usan productos ABB para tales sistemas.



10.18.1 Interruptores automáticos modulares S 500 HV

Adaptados a la protección de circuitos de control: ordenadores y sistemas de bus. Son interruptores automáticos trifásicos de altas prestaciones con las siguientes características principales:

- poder de corte de 1,5 kA;
- curva de disparo K, 0,21 A 1000 V CA.

10.18.2 Interruptores diferenciales

Los interruptores diferenciales F 500 son los únicos adaptados para el uso a 690 V CA e integran un interruptor automático para la protección contra sobrecorrientes con curva de disparo C, corriente nominal de 10 A y corriente diferencial nominal de 30 mA.



También están disponibles interruptores combinados DS 200 con las siguientes características principales:

- corriente nominal: de 6 a 32 A;
- poder de corte: 4,5 - 6 - 10 kA;
- curvas de disparo: B, C y K;
- sensibilidad diferencial: de 10 a 300 mA.



ABB también ofrece interruptores diferenciales puros de la serie F 200, cuyas características principales son:

- corriente nominal: de 16 a 125 A;
- tipo: AC, A y B;
- sensibilidad diferencial: de 10 a 500 mA.

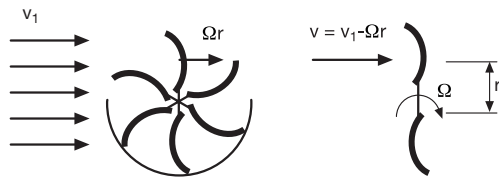


Anexo A: Turbinas de resistencia frente a turbinas de sustentación

En las turbinas de resistencia, la fuerza motriz que hace girar el eje es la fuerza aerodinámica de resistencia resultante F_r , que es función del coeficiente de resistencia C_b y de la velocidad relativa del viento $v = v_1 - v_t = v_1 - \Omega \cdot r$ con respecto a la superficie del rotor (véase figura A.1) según la relación [3.32] expresada a continuación:

$$F_r = \frac{1}{2} \cdot C_b \cdot A \cdot \rho \cdot v^2 = \frac{1}{2} \cdot C_b \cdot A \cdot \rho \cdot (v_1 - \Omega \cdot r)^2 \quad [A.1]$$

Figura A.1



La potencia mecánica extraída del viento y transmitida al rotor es el producto de la fuerza total de resistencia F_r por la velocidad periférica equivalente de la superficie del rotor v_t en el punto de aplicación de la fuerza:

$$P = F_r \cdot v_t = \frac{1}{2} \cdot C_b \cdot A \cdot \rho \cdot (v_1 - \Omega \cdot r)^2 \cdot \Omega \cdot r \quad [A.2]$$

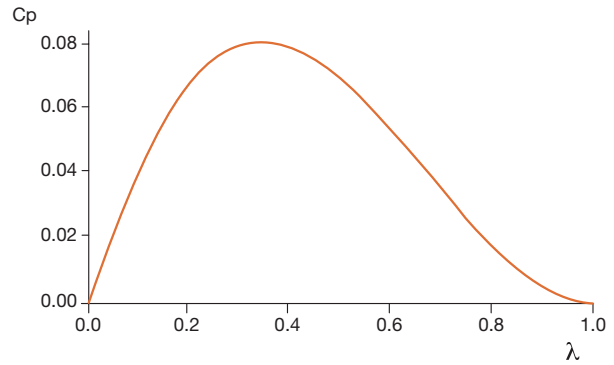
$$= \frac{1}{2} \cdot [C_b \cdot \lambda \cdot (1 - \lambda)^2] \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3$$

El coeficiente de potencia $C_p = C_b \cdot \lambda \cdot (1 - \lambda)^2$ (representado en el gráfico de la figura A.2 en función del coeficiente λ que corresponde a la TSR) se anulará, no solo para $\lambda = 0$ (rotor parado), sino también para el valor límite $\lambda = 1$ (velocidad de rotación de las palas igual a la velocidad del viento con la consiguiente anulación de la fuerza de resistencia).

El valor máximo del coeficiente de potencia se alcanza con $\lambda = 1/3$ y será de 0,08.

Como puede verse, el valor teórico máximo posible para C_p en las turbinas de resistencia es netamente inferior al posible en las turbinas de sustentación sujetas al límite de Betz ($C_{pmax} = 0.59$): en términos de eficiencia en la extracción de la potencia del viento, esta es la principal limitación de las turbinas de resistencia frente a las de sustentación.

Figura A.2



Esta limitación se debe tanto al menor valor del coeficiente de resistencia C_b respecto al de sustentación C_a en condiciones de no pérdida (véase figura 3.8), como al principio constructivo de las turbinas de resistencia, en las cuales la velocidad relativa del viento v en relación con la superficie de las palas es siempre inferior a la velocidad absoluta del viento v_1 (figura A.1):

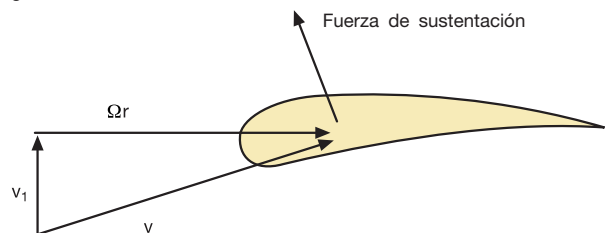
$$v = v_1 - \Omega \cdot r = v_1 \cdot (1 - \lambda) \quad \text{con } \lambda < 1 \quad [A.3]$$

En las turbinas de sustentación, la velocidad relativa del flujo de aire que se desliza por las palas siempre es superior a la velocidad absoluta del viento (figura A.3):

$$v = \sqrt{v_1^2 + (\Omega \cdot r)^2} = v_1 \cdot \sqrt{1 + \lambda^2} \quad \text{con } \lambda \text{ hasta } 10 \text{ o } 12 \quad [A.4]$$

Puesto que la fuerza motriz de sustentación F_s es función tanto del coeficiente C_a como de la velocidad relativa v (véase [3.31]), resulta que en las turbinas de sustentación la fuerza motriz desarrollada es significativamente mayor que en las turbinas de resistencia, lo que equivale a un par motor mayor en el eje del rotor y, por tanto, una eficiencia superior en la extracción de la potencia del viento.

Figura A.3



Contacte con nosotros

Asea Brown Boveri, S.A.

Low Voltage Products

Torrent de l'Olla 220

08012 Barcelona

Tel. 93 484 21 21

Fax 93 484 21 90

www.abb.es/bajatension

Los datos y figuras no son vinculantes. ABB se reserva el derecho a modificar el contenido de este documento sin previo aviso en función de la evolución técnica de los productos.

Copyright 2012 ABB. Todos los derechos reservados.

1TxA007112G0701 000612