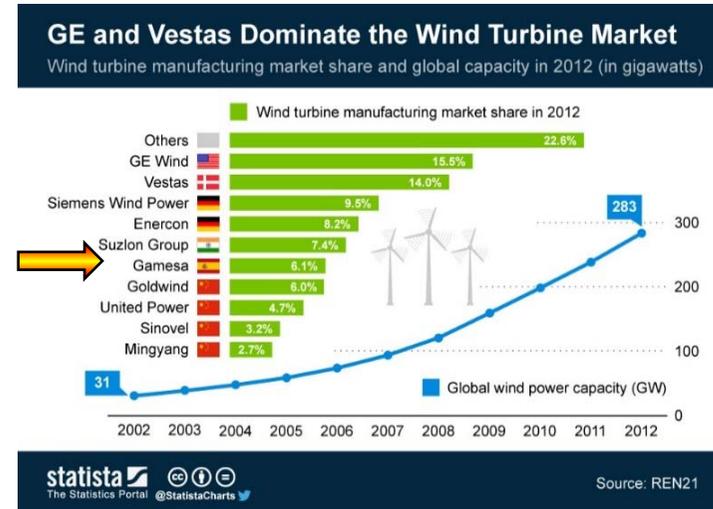


# Fuentes de Energía

## Capítulo 12: Energía eólica



Fuente: Datos, REN21, CC:by-sa. Consultado 30/11/2019

### Autor:

- Antonio Lecuona Neumann. Catedrático del Área de Máquinas y Motores Térmicos. Dpto. De Ingeniería Térmica y de Fluidos, [Grupo ITEA](#), [Universidad Carlos III de Madrid](#), Leganés, España.

2019

La información contenida en este documento sirve de propósito exclusivo como apuntes para alumnos en la enseñanza de la asignatura indicada y ha sido obtenida de las mejores fuentes que se han podido encontrar, generalmente de reconocido prestigio. No obstante el/los autor/es no garantizan la exactitud, exhaustividad, actualización o perfección de su contenido. Por ello no será/n responsable/s de cualquier error, omisión o daño causado por el uso de la información contenida, no tratando con este documento prestar ninguna clase de servicio profesional o técnico; antes bien, se ofrece como simple guía general de apoyo a la docencia. En caso de detectar algún error, rogamos nos lo comunique e intentaremos corregirlo. Puede contener material con copyright © por lo que su reproducción puede no estar permitida.

# Introducción al Capítulo 12: Energía eólica.

La energía eólica para producir electricidad nació, en España, en 1976 haciendo uso de tecnología ya existente y progresó favorablemente gracias a acertadas y continuadas medidas políticas. Hoy es la mayor potencia de generación de las renovables en España y disponemos de tecnología propia de fabricación de aeroturbinas y tecnología de parque eólicos.

El tamaño de las aeroturbinas y su giro continuo no las hacen lo más conveniente para pequeñas potencias y zonas habitadas, salvo casos muy especiales, p. e. yates, estaciones remotas. Sin embargo, en grandes tamaños y agrupadas en parques ofrecen una productividad excelente, fiable y duradera.

- Tras una presentación general de la energía eólica en el contexto mundial y español, se pasa a presentar la localización del recurso eólico en España, lo cual se contrasta con valores de los costes, internos, externos y *LCOE*.
- Se acomete la presentación de la configuración típica de una aeroturbina contemporánea, tanto en su parte mecánica como eléctrica, tipos de aeroturbina y aspectos aerodinámicos, llegando finalmente a la curva de potencia.
- Dada la variabilidad del viento se repasan aspectos del almacenamiento de energía, y en especial la eléctrica para aminorar el desfase entre producción y consumo.
- La caracterización del recurso eólico ocupa la siguiente sección y se compara la máxima potencia extraíble del viento y cuál es la real esperable. Se destaca la fuerte dependencia de la velocidad del viento. Le sigue la cuantificación del recurso eólico, haciendo hincapié en las técnicas estadísticas. Se presentan un ejercicio práctico resuelto.

La materia se compone del núcleo expositivo, lo complementan temas avanzados, recordatorios y de ampliación (señalados en su caso como *ex cursus*), cuestiones de autoevaluación y ejercicios resueltos y propuestos sin resolver.

# Índice

- 12.1.- Introducción.
- 12.2.- Tecnología actual.
- 12.3.- Sistemas de almacenamiento de energía.
- 12.4.- Caracterización del recurso eólico.
  - 12.4.1.- Características.
  - 12.4.2.- Energía del viento.
- 12.5.- Cuantificación del recurso eólico.
- 12.6.- Sistema de primas, incentivos y mercado de renovables en España.
  
- 12.6.- Bibliografía.
- 12.7.- Cuestiones de autoevaluación.
- 12.8.- Actividades propuestas.
- 12.9.- Temas avanzados

**Objetivos:** Capacitar para ser útil en un entorno profesional donde la energía eólica tiene presencia. Se facilita la comprensión de los conceptos básicos, la tecnología y el estado actuales.

## 12.1.- Introducción.

### Consideraciones generales.

- Es renovable.
- Hace uso de la energía cinética del viento para producir electricidad.
- Principalmente configurada para suministrar electricidad a la red, aunque el autoconsumo existe.
- Configurada principalmente en parques eólicos de distintos tamaños 600 kW a 200 MW.
- La energía consumida para la producción de un aerogenerador le genera por sí mismo en menos de un año.
- Intermitente y a veces situadas en zonas remotas.
- Fuente de energía minoritaria, con importante crecimiento reciente, especialmente en el tercer mundo.
- Perspectivas buenas de crecimiento.
- Turbinas individuales con tamaños desde 500 W a 6 MW.
- Tamaños unitarios pequeños son posibles, pero con rentabilidad menor.

## 12.1.- Introducción (cont.).

### Datos significativos

- Capacidad mundial instalada de 0,6 TW en 2012 sobre 72 TW teóricamente posible y previstos de 2 a 4 TW para 2030. [Fuente](#).
- Considerando 0.5-1 TW instalados para el año 2020, el crecimiento anual mundial sería del 8%.
- Genera un 3% del consumo mundial de electricidad; 19% en España, una de las proporciones más altas del mundo.
- **Economía:** la producción cuesta alrededor de un 0% a 50% más que las fósiles, dependiendo del recurso eólico del lugar, pero deben considerarse los costes externos (ocultos) de estos últimos:
  - ☹ Emisiones atmosféricas: descontaminación, daños a la población, edificios u otros.
  - ☹ Agotamiento de fuentes naturales.
  - ☹ Salida de divisas por importación de combustibles fósiles.
  - ☹ Aseguramiento del suministro de electricidad.

## 12.1.- Introducción (cont.).

- **25 GW<sub>e</sub> operativos en España 2019**, sin gran crecimiento reciente. 5ª posición del mundo después de China, Estados Unidos, India y Alemania. Al mismo tiempo el número de centrales nucleares españolas disminuyó en 1. El crecimiento en España tiene dos vías, por subastas del gobierno y fuera de ellas, a mercado. Fuente: [AEE](#), [Wikipedia](#).
- 19% de cobertura de la eólica en España (2018). Ha llegado al 21% algún año. Fuente [REE](#)
- Ya has parques con 25 años en España. Se prevé repotenciaciones, con aeroturbinas mayores y más modernas

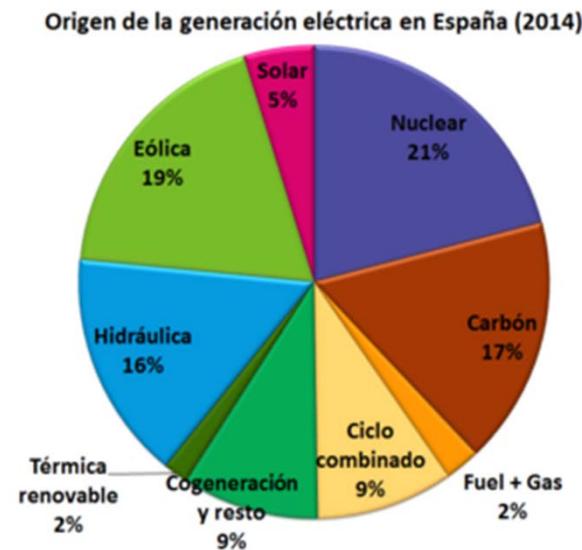


Fig. 12.1.-. [Fuente](#). This file is licensed under the [Creative Commons Attribution-Share Alike 4.0 International](#) license

## 12.1.- Introducción (cont.).

### Costes de la energía eólica

- **Coste interno** instalado entre 1,4 y 1,6 €/W<sub>p</sub>, (ver Fig. 6.1bis) aunque se esperan ligeras reducciones.
- En cuanto al **coste de la electricidad eólica**, algunos estudios en Estados Unidos prevén una próxima paridad (*LCOE*, Cap. 8) con la red. Esto significa que el costo de kWh<sub>e</sub> de electricidad eólica bajará hasta ser igual que la media. Obviamente, depende del recurso eólico y del mercado. Ver Fig. 6.2. **Precio eólica vs. PVPC, la eólica ayuda a bajar el PVPC.**
- Teniendo en cuenta los **costes externos**, la energía eólica es menos gravosa que las fósiles, pues:
  - ✓ No requiere materiales exóticos o escasos.
  - ✓ Sin emisión de contaminantes a la atmósfera
  - ✓ ... pero ruido e impacto visual.
- Las administraciones ofrecen incentivos para compensar estos menores costes externos; como subvenciones, facilidades y/o bonos (**primas**) a la producción.
- Los bonos o primas significan que la electricidad eólica es vendida al mercado y el gobierno da un dinero extra al productor, o bien existe una **tarifa** especial de venta de electricidad para la eólica que incluye el bono.
- El coste externo para la electricidad eólica es mayormente el costo para gestionar su intermitencia (1% a 3% del coste), el cual aumenta con su contribución a la producción nacional por la dificultad de gestionar su producción.

## 12.1.- Introducción (cont.).

### Tecnología

- El tamaño de turbina de viento **promedio** para parques aumentó de 650 kW<sub>e</sub> de potencia nominal a 5-6 MW<sub>e</sub> (diámetro de 40 a 60 m). [Más aquí](#).
- Hoy se están probando prototipos de hasta 9,5 MW<sub>e</sub>, en especial para eólica marina hasta de 20 MW<sub>e</sub>.
- La electricidad solar (PV y termosolar) es complementaria a la eólica, pues suele simultanearse tiempo soleado con poco viento y viceversa.
- La hidroelectricidad es muy valiosa para la electricidad eólica, pues puede seguir el consumo al ser su reacción rápida y permite almacenar bombeando.
- Una penetración nacional de electricidad eólica mayor de, típicamente un 30%, requiere una sustancial reserva de potencia (respaldo) para días de poco viento. Esto aumentaría los costes externos atribuibles a la eólica. En España la capacidad de respaldo estaba sobrada a 2016, pero una penetración alta exigiría mayor respaldo, [artículo](#).
- La red debe ser dimensionada con cierta reserva extra de capacidad de transporte para llevar electricidad a los consumidores al provenir de nuevas fuentes renovables, situadas en lugares diferentes a los de las centrales convencionales, para las cuales se configuró la red existente.
- En España se ha llegado a una cobertura (participación) instantánea de la demanda con eólica del 60% durante ciertas noches. Por las noches baja el consumo.
- Es necesario disponer de una línea eléctrica capaz en las cercanías del parque para evacuar la producción.
- Una alta penetración de las renovables fluyentes (PV y eólica mayormente) en la red haría aparecer periodos con excedente de electricidad, que habría de ser disipada o mejor, almacenada. La mayor necesidad de muchos consumidores de energía térmica que de eléctrica, sugiere almacenamiento térmico, en lugar del más costoso almacenamiento eléctrico.

## 12.1.- Introducción (cont.).

### Recurso eólico en Europa y España.

- Los mejores vientos en Europa y España están en la costa occidental.
- El recurso terrestre teórico es importante  $\sim 300 \text{ GW}_e$ .
- El recurso marino español teórico es escaso  $\sim 8 \text{ GW}_e$  por no haber suficiente plataforma continental que permita aguas poco profundas para instalaciones, salvo flotantes. Fuente Atlas eólico de España [IDAE](#).
- Mapa detallado de viento de España. A partir del color verde es interesante el sitio por ser la velocidad media  $> \sim 6 \text{ m/s}$ .
- Revela que las colinas y montañas concentran la energía del viento y que el viento es más intenso cerca y en el mar por ser liso.
- Destacan:
  - Galicia,
  - Castilla-León
  - Depresión del Ebro
  - Zona de Albacete
  - Andalucía sur de Cádiz y cabo de Gata.
  - Canarias.
  - **El mar.**

Vientos  
dominantes  
NO

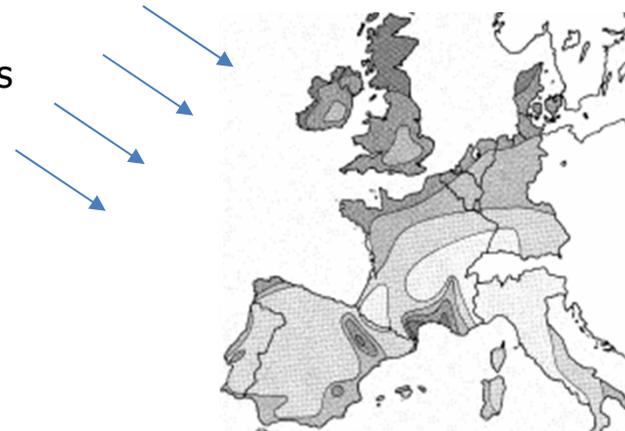


Fig. 12.2.- Atlas eólico. Fuente: [CIEMAT](#)

## 12.2.- Tecnología actual.

**Ejercicio 12.1:** Atendiendo a la definición de factor de capacidad  $FC = \text{energía producida} / \text{energía producida a la potencia nominal en el mismo periodo}$ . Con los datos de la siguiente tabla.

Central	Factor de capacidad $FC$
Nuclear	90%
Turbina de gas ciclo (Brayton) simple	5% - 25% (por coste combustible)
Eólica con turbina de última generación y recurso eólico rentable	25% - 35% (por días sin, o con poco viento)

I.- En términos de producción calcule la equivalencia de las potencias nominales nuclear y eólica.

**Solución:**  $(0,25 - 0,35)/0,9 \cong 30\% - 40\%$ . Es decir, la potencia eólica es equivalente en un 30% a un 40% con la nuclear.

II.- Calcule las horas anuales que estaría funcionando a potencia nominal la eólica, en término medio para producir lo que realmente produce.

**Solución:** Un 35 % de la eólica significa  $0,35 \times 24 \text{ h/día} = 0,35 \times 365 \text{ días/año} = 3.066 \text{ horas/año}$ .

III.- Comente porqué las centrales de turbina de gas de ciclo simple (Brayton sin cogeneración ni recalentamiento ni regeneración) tienen un factor de capacidad tan bajo.

**Solución:** Solamente producen en picos de demanda o emergencias, por su rápida respuesta, consumiendo un combustible, gas natural o incluso queroseno, costoso y con eficiencias bajas. El coste de adquisición es bajo, por lo que resulta abordable una cierta capacidad de respaldo.

## 12.2.- Tecnología actual (cont.).

Configuración principal de un [aerogenerador](#).

- Los aerogeneradores actuales de eje horizontal ([HAWT](#)) están formados por: cimentación, torre y Góndola: [Más aquí](#). [Más aquí](#).
  - **Cimentación**: de hormigón armado de acuerdo con las cargas de viento y las condiciones del suelo.
  - **Torre**: eleva el generador para lograr las velocidades del viento altas (valor típico altura:  $H = 0,75 D + 10$  m donde  $D$  es el diámetro del rotor). En chapa de acero soldadas u hormigón armado.
  - **Góndola**: estructura de acero con envolvente en resina reforzada con fibra de vidrio. Contiene el siguiente equipamiento, [Fig. 12.4](#):
    - Tren de potencia: consistente en eje de baja velocidad, caja de engranajes (1.000-1.500 rpm salida y 90-95% eficiencia).
    - Equipo eléctrico: generador (90% eficiencia), controles, conductores, un transformador a pie de torre eleva tensión a la tensión del parque.
    - Equipos auxiliares: equipo electrónico, hidráulica, freno del rotor de emergencia, sistema de orientación, controlador de paso, aero-frenos, ascensor, baterías.
    - Equipo de control y comunicaciones.
  - **Rotor**, formado por tres palas o aspas en fibra de vidrio y resina.

## 12.2.- Tecnología actual (cont.).

Góndola. Externamente se aprecia: [Aquí](#). [Aquí](#).

Vistas del contenido de una góndola eólica: [Aquí](#), [Aquí](#), [Aquí](#), [Aquí](#),

## 12.2.- Tecnología actual (cont.).

Sistema de control. Puede ser de:

1. **Velocidad de rotación constante.** Permiten inyectar la electricidad a la red muy fácilmente al sincronizarse la frecuencia de generación.
  2. **Velocidad de rotación variable.** Aumenta con el aumento de la velocidad del viento. Más complejo para inyectar a la red, pero permite mayor producción. Cuando hay una ráfaga aumenta la velocidad de giro, con lo que se almacena energía cinética en el rotor, liberándola durante el cese de la ráfaga. Así se reducen las sobrecargas mecánicas y eléctricas. Hay variantes en las que simplemente se dispone de [varias velocidades fijas](#) de rotación. Otra posibilidad es disponer de velocidad variable en un estrecho margen. Se obtiene velocidad variable naturalmente en aeroturbinas pequeñas que usan generadores de continua. El sincronismo con la red no es necesaria en estos casos.
- 
- I. **Paso fijo.** Las palas son rígidamente unidas al buje. La limitación de potencia con vientos altos es de forma natural por [pérdida aerodinámica](#) pues con velocidad de rotación constante, al aumentar el viento, el ángulo de ataque aumenta. [Más aquí](#). Simplifica la aeroturbina, pero resulta menos eficiente y retiembla. Alternativamente, se puede disponer de aerofrenos en punta de pala.
  - II. **Paso variable.** Las palas giran en su totalidad de forma controlada alrededor de su eje longitudinal, para orientarlas al viento. Permite una mayor producción y una limitación controlada eficazmente de la potencia máxima tolerable. [Más aquí](#). [Más aquí](#).

## 12.2.- Tecnología actual (cont.).

### Funcionamiento del paso variable.

- La velocidad relativa a la pala  $w$  es la que afecta su funcionamiento.
- Las palas están constituidas por secciones  $r = \text{cte.}$  que se denominan perfiles aerodinámicos, similares a los de ala de avión. Son redondeados en su borde de entrada y afilados en su borde de salida.
- Para un buen funcionamiento de los perfiles es necesario que la corriente relativa entre longitudinalmente a él. Con un ángulo de ataque o incidencia moderado  $< 10^\circ$ . La sustentación  $L$  es linealmente creciente con la incidencia  $i$  hasta la entrada en pérdida, descendiendo bruscamente a mayores incidencias.  $L$  crece con  $\rho w^2$ . Se logra par motor  $C$  cuando la proyección de  $L$  sobre el plano de giro va en la misma dirección que el movimiento de la pala, Fig. 12.5, propulsándola.
- Si el ángulo de ataque supera unos  $10^\circ$  se produce un flujo turbulento que no sigue la línea suave del perfil en su extradós, produciéndose la entrada en pérdida aerodinámica.
- Con una incidencia determinada las palas no giran, por anularse el par alrededor del eje. Se denomina palas en bandera.
- Para controlar estos fenómenos se dispone del cambio de paso.

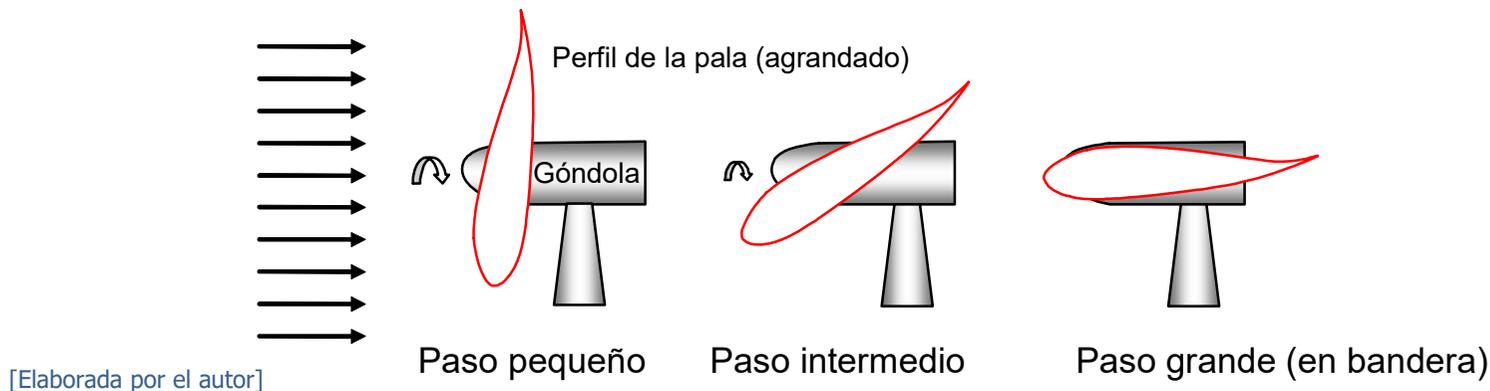


Figura 12.4. Orientación del perfil de pala ( $r = \text{cte.}$ ) con paso variable.

## 12.2.- Tecnología actual (cont.).

### Ángulo de ataque de la pala.

- Tomando una sección  $r = \text{cte.}$  La velocidad relativa  $w$  es la composición vectorial del viento incidente en el rotor  $v$  menos la velocidad ortogonal a ella, de arrastre,  $\omega r$ .
- Asumiendo un ángulo de paso o de asiento del perfil  $\Phi$  de un perfil que se mueve hacia arriba, en la Fig. 12.5 al aumentar  $v$  se observa un aumento de la incidencia  $i$  y del módulo de  $w$ . Se llega a la entrada en pérdida espontánea a partir de una velocidad  $v_2$ , a partir de la cual la sustentación y en consecuencia la potencia dejan de crecer (control aerodinámico pasivo).
- $\Phi$  puede elegirse en las aeroturbinas con paso variable, controlándose la sustentación al valor más adecuado para obtener la máxima potencia, o bien limitarla reduciendo  $\Phi$  cuando la velocidad del viento es alta, originando una reducción de  $i$ , limitando con ello la potencia, e incluso anulándola ( $L = 0$ ) o frenando ( $L < 0$ ) al llegarse al valor límite soportable.

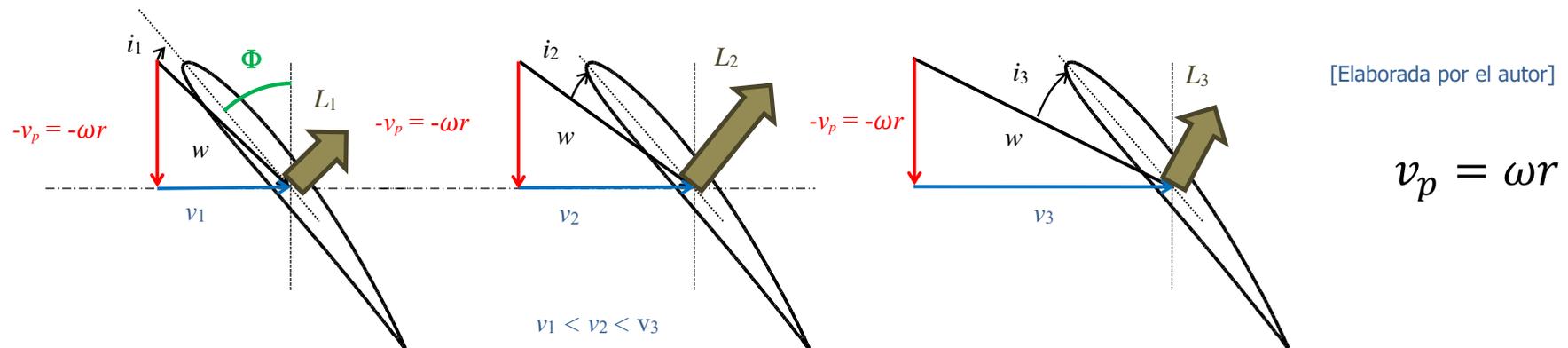


Figura 12.5.- Perfil a  $r = \text{cte.}$  y  $\Phi = \text{cte.}$  En ejes ligados al perfil. Incidencia aumentando al aumentar  $v$  con  $v_p = \text{cte.}$

**Nota.- Téngase en cuenta que si  $\omega \propto v \rightarrow i = \text{cte.}$**

## 12.2.- Tecnología actual (cont.).

### Sistema eléctrico.

- **Generador multiplicado.** Se dispone de una caja de engranajes que multiplica la velocidad de giro del rotor (10-100 rpm) hasta unas 1.000 a 1.500 rpm apropiadas para generar corriente alterna sincronizable con la red. [Ejemplo.](#)
- **Generador multipolar.** Se evita la caja multiplicadora por su peso, complejidad y necesidad de mantenimiento y refrigeración. Se opta por un generador de gran diámetro y elevado número de polos, arrastrado directamente por el rotor, aligerando así la góndola. Se genera electricidad alterna de frecuencia arbitraria (por lo tanto permitiendo la velocidad de giro variable) que ha de sintetizarse en una onda sincronizable con la red, por medio de electrónica de potencia, que contrarresta en costo los ahorros en mecánica producidos. No es una tecnología mayoritaria. [Ejemplo.](#)
- **Generador de continua.** En pequeñas aeroturbinas se emplean dinamos o [alternadores](#) que rectifican la corriente para cargar baterías, o por medio de un inversor alimentar una red aislada. [Ejemplo.](#)
- **Sistema eléctrico de un parque.** La generación es transformada en una primera etapa en la propia aeroturbina a media tensión, enviando la energía por líneas subterráneas. Un transformador de salida del parque reúne todas las aportaciones y eleva la tensión a la apropiada a la línea de evacuación. La línea del parque en España ha de ser subterránea.

## 12.2.- Tecnología actual (cont.).

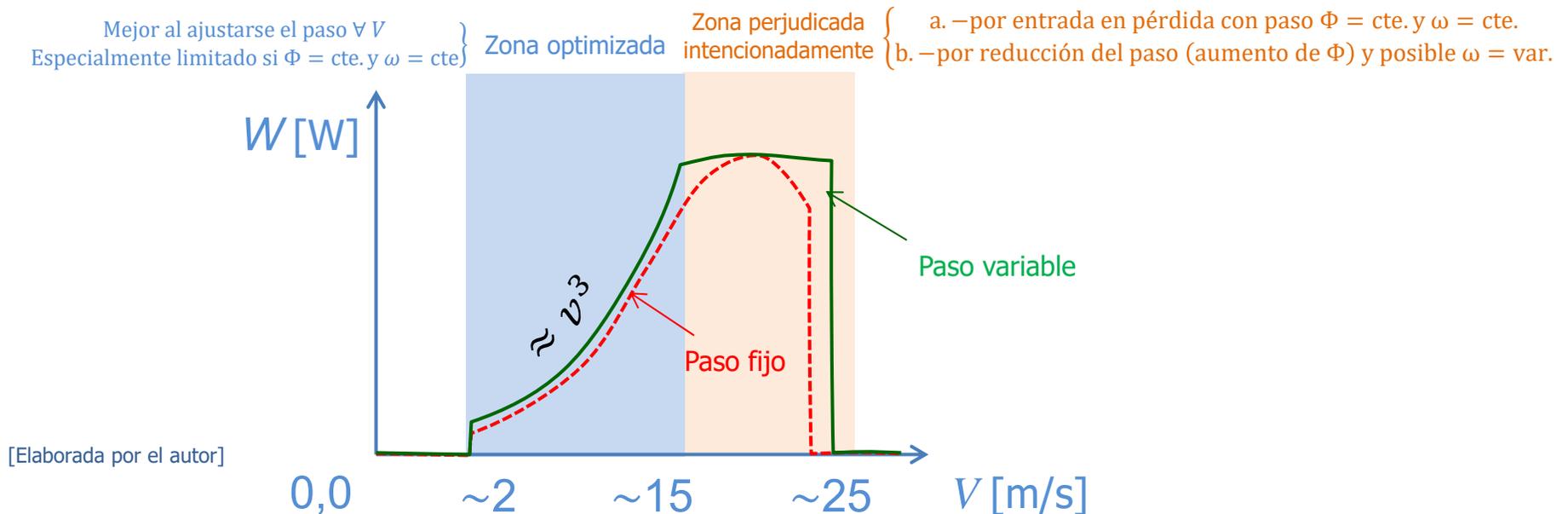
### Configuración de un parque eólico.

- Tras las prospecciones y caracterización eólica y geotécnica del lugar se procede al diseño del parque para maximizar la producción con los menores riesgos posibles por temperaturas extremas, tormentas, sismos, nevadas, heladas, etc.
- Las aeroturbinas se ajustan en fábrica a las condiciones del lugar con cambios en su diámetro, refuerzos, altura de la torre, algoritmos de control, etc. Puede significar cambio en la clase de aeroturbina (véase más abajo).
- Las aeroturbinas se distribuyen espacialmente para evitar interferencias entre ellas, como es la [estela](#). Es una zona corriente abajo del rotor con defecto de velocidad y alta turbulencia, lo que ocasiona baja producción y riesgo de rotura.
- El impacto acústico es importante, no solo por habitantes próximos, sino por la fauna.
- El acceso al parque generalmente ha de realizarse teniendo en cuenta el montaje y desmontaje de las aeroturbinas, con componentes pesados y muy largos que han de elevarse con grandes grúas.
- La clase de aeroturbina ha de especificarse. Las de **clase I** están diseñadas para aguantar los vientos más duros, usándose la **velocidad de referencia** para ello.
- **Velocidad de referencia:** Viento máximo durante 10 minutos con 50 años de recurrencia. Para aeroturbinas de clase I es de 50 m/s (180 km/h). Para esta clase se especifica una velocidad media de 10 m/s. para las de clase IV la velocidad de referencia es 30 m/s y la media 6 m/s.
- Se espera una vida segura y fiable de las aeroturbinas de al menos 20 años.

## 12.2.- Tecnología actual (cont.).

### Curva de potencia.

- Expresa la potencia eléctrica entregada como función de la velocidad del viento en condiciones estándar (densidad del nivel del mar, n. m.).
  1. Hasta unos 2-3 m/s no merece la pena poner en marcha.
  2. La suelta de frenos, aceleración y conexión a la red. Velocidad ligeramente superior.
  3. Aumento de potencia hasta la potencia nominal a unos 10 - 15 m/s.
  4. Limitación a la potencia nominal. Precisa con sistema de paso variable (en verde) e imprecisa con sistema de pérdida aerodinámica (en rojo y para igual potencia nominal).
  5. Parada y desconexión de la red a unos 20-25 m/s.



## 12.3.- Sistemas de almacenamiento de energía.

- La energía térmica se almacena en forma sensible (aumento de temperatura), latente (cambio de fase) o químicamente, véanse **Caps. 8 y 9**.
- La electricidad se puede almacenar en:
  - Pilas para tamaños muy pequeños. Li-Ion caras y de larga duración. Plomo/ácido baratas.
  - Baterías para tamaños pequeños y medios, a causa de su alto coste y vida limitada, p. e, automóviles eléctricos. En instalaciones eólicas típicamente < 100 kWh.
  - Ultra-condensadores, con capacidad de almacenamiento limitada, pero capaces de intensidades muy elevadas.
  - Distintos sistemas para grandes tamaños:
    - ✓ Bombeo de agua en centrales hidroeléctricas reversibles. Eficiencia del 70%.
    - ✓ Aire comprimido en cavernas, eventualmente con hibridación térmica. Eficiencia, 50%-70%.
  - Se estudia y desarrolla el almacenamiento en:
    - ✓ Volantes de inercia confinados en un recipiente al vacío y sustentados magnéticamente. Eficiencia (retorno/entrada) del 70%.
    - ✓ Células de combustible reversibles o de flujo. Eficiencia del 70%.
    - ✓ Producción electrolítica de hidrógeno y oxígeno, para su distribución y consumo posterior. Eficiencia del 50%, pero la compresión y transporte del hidrógeno la reducen al 30% - 40%.
    - ✓ Producción de otros combustibles sintéticos. En estudio.
    - ✓ Desalación de agua durante el invierno para usarla en verano.

## 12.3.- Sistemas de almacenamiento de energía.

- El almacenamiento de electricidad puede instalarse:
  - Por parte de los generadores, para:
    - El autoconsumo, tanto si se está conectado a red como si es una instalación aislada.
    - Servir mejor a la red, p. e. ante una brusca disminución de la producción (regulación primaria). Aumenta la calidad de la generación.
    - Producir en el momento más apropiado, retrasando en el tiempo la producción del recurso renovable. Se maximiza el ingreso económico. P. e. bombeo hidroeléctrico.
  - Por parte de los consumidores, para
    - El autoconsumo, al ser generadores también.
    - Minimizar el coste de la electricidad pagada a la red difiriendo a horas valle.
    - Ingresar fondos difiriendo a la red en horas pico la producción renovable.
    - Estabilizar localmente la red, recibiendo un pago de ella por el servicio.
    - Para un vehículo eléctrico (movilidad).
  - Por parte de la red (aunque no sea el propietario del almacenamiento)
    - Para mejorar el servicio.
    - Para limar picos a través de la red y estabilizarla.

## 12.4.- Caracterización del recurso eólico.

### 12.4.1.- Características.

- El [viento](#) son corrientes cuasi horizontales cerca de la superficie debido al calentamiento diferente en la troposfera, que dan lugar a corrientes verticales debido a la menor densidad del aire caliente que el aire circundante, cerrándose con corrientes horizontales. El giro de la Tierra origina corriente también.
- El viento cerca de la superficie terrestre tiene una velocidad menor debido a las fuerzas de fricción formando una [capa límite turbulenta](#).
- Los objetos elevados aceleran el viento en su cúspide.
- Por esta razón las turbinas se encuentran a [barlovento](#) y en la cima de colinas.
- A sotavento de un obstáculo aparece alta turbulencia y defecto de viento.
- A sotavento de una aeroturbina aparece una estela.

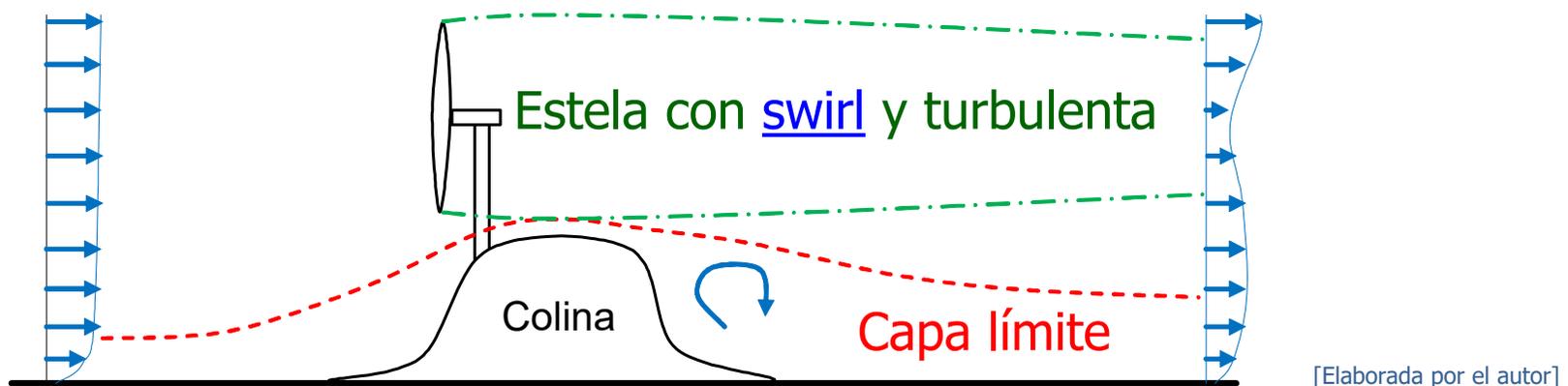


Figura 12.7. Esquema aerodinámico de una aeroturbina.

## 12.4.- Caracterización del recurso eólico (cont.).

### 12.4.1.- Características (cont.).

La variabilidad temporal en la dirección e intensidad es esencial para determinar:

- Viabilidad y rentabilidad.
- Mejor sitio de la instalación.
- Cargas mecánicas y eléctricas sobre el sistema.
- Estrategia de operación para la puesta en marcha, parada, mecanismos de orientación al viento.
- Vida útil de la instalación.
- Conducta de la energía: perfil diario, mensual y anual de potencia ....

Para posibilitar este estudio se necesita:

- EVALUACIÓN del sitio, secuencia: campaña de medición (6 meses a 1 año mínimo) y de búsqueda de información meteorológica en estaciones cercanas. Incluye: direcciones más frecuentes del viento, velocidad promedio anual, variación con la altura, componente vertical, densidad, influencia topográfica, estadísticas de viento fuerte, otros meteoros, ...
- Una simulación numérica del viento permite extrapolar espacialmente la información al área del parque, contando con terreno digitalizado.
- Un estudio eléctrico permite determinar la frecuencia de las caídas de red y otros parámetros de interés.

La energía del viento se deducirá más adelante.

## 12.4.- Caracterización del recurso eólico (cont.).

### 12.4.1.- Características (cont.).

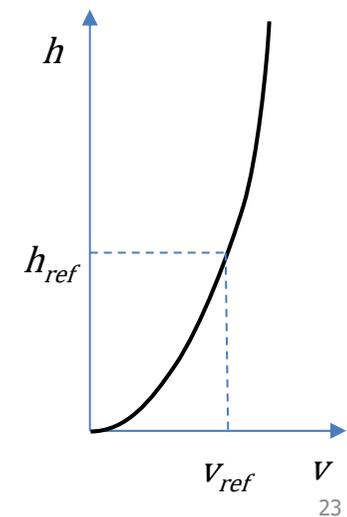
#### Perfil vertical del viento.

- El viento cambia de intensidad, orientación y nivel de turbulencia con la altura.
- La moderada altura de las aeroturbinas hace que se simplifique el problema.
- La velocidad del viento tiende a aumentar con la altura por irse amortiguando las turbulencias y disipación viscosa debidas al rozamiento con la superficie.
- Ello hace que las palas superiores reciban más viento que las inferiores.
- Preocupa asimismo la existencia de componente vertical de la velocidad, importante en terrenos complejos (colinas, cadenas montañosas, obstáculos a barlovento...).
- Cuando se mide con una torre de altura  $h_{ref}$  el viento, de velocidad  $v_{ref}$  se suele usar una ley potencial o logarítmica para extrapolar las mediciones a la altura mayor del buje  $h$ :

$$v = v_{ref} \left( \frac{h}{h_{ref}} \right)^n$$

$n$  se determina midiendo a varias alturas.

Tipo de terreno a barlovento	Estimación de $n$
Plano (mar, arena plana, nieve plana)	0,10 - 0,13
Moderadamente rugoso (hierba corta, campo de cereales, región rural plana no edificada)	0,13 - 0,20
Rugoso (bosque, vecindario)	0,20 - 0,27
Muy rugoso (ciudades, obstáculos grandes)	0,27 - 0,40



## 12.4.- Caracterización del recurso eólico (cont.).

### 12.4.2.- Energía del viento

Potencia teórica con velocidad  $v$ :

- Energía cinética de un sólido de masa  $m$ :  $E = \frac{1}{2} m v^2$

- Por unidad de volumen, con densidad  $\rho$ :  $E = \frac{1}{2} m v^2$        $e = \frac{1}{2} \rho v^2$

- Aceptando que el aire que participa en la extracción de potencia es **exclusivamente el que pasa por el círculo de punta de pala** (demostración en [1]), el flujo volumétrico a través de un área circular  $A$  es, asumiendo que el viento sin perturbar atraviesa el disco:

$$\rho = \frac{m}{V} \quad e = \frac{1}{2} \rho v^2$$

- Se define una potencia de referencia (deteniendo completamente el viento):

$$e = \frac{1}{2} \rho v^2$$

- ✓ La potencia eólica tiene una fuerte dependencia de la velocidad.
- ✓ La densidad es máxima a nivel del mar, en media  $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ . Disminuye con la altura y cambia por efectos meteorológicos.
- ✓ La potencia de una aeroturbina es proporcional a su área frontal.
- ✓ Asumir  $\dot{Q} \propto v$  es irreal pues el viento trata de rodear la aeroturbina al suponer un obstáculo que lo frena.

## 12.4.- Caracterización del recurso eólico (cont.).

### 12.4.2.- Energía del viento (cont.)

Potencia real del viento con velocidad  $v$ :

- La detención total del viento no es posible porque las sobrepresiones engendradas deflectarían el viento de tal manera que no atravesarían el área de colección  $A$ .
- Diversas degradaciones de energía y limitaciones del sistema de palas hacen que se colecte menos de lo idealmente posible.
- Para tener en cuenta todos los efectos se define el coeficiente de potencia, como cociente entre la potencia del rotor real obtenida y la de referencia:

$$C_p = \frac{W_a}{\rho A v^3 / 2}$$

- El máximo valor actualmente conseguido ronda  $C_p = 0,5$ , véase [Fig. 12.8](#).
- ¿Cuál es el máximo posible?
  - [Límite de Betz](#) del disco uniforme poroso con flujo 1D ideal incompresible. Por rodear el aire el área  $A$  a través de la cual se extrae potencia homogéneamente por salto de presión, resulta:  $C_{p,max} = 0,59$
  - Límite de Glauert [1], agrega la pérdida por adquirir la corriente velocidad tangencial a la salida del rotor, por efecto del par, al carecerse de estator enderezador ([swirl](#)), sin degradaciones viscosas. Lo posible es tanto mayor cuanto más elevado es el [coeficiente de velocidad](#), [Fig. 12.8](#):

$$\lambda = \frac{\text{Velocidad de punta de pala } v_{p,punta}}{\text{Velocidad del viento}} = \frac{\omega r_{punta}}{v} = \frac{\omega D}{2v}$$

## 12.4.- Caracterización del recurso eólico (cont.).

### 12.4.2.- Energía del viento (cont.)

Valores reales representativos del máximo para varios tipos de aeroturbinas. [Más:](#)

- **Betz:** flujo unidimensional ideal con disco cubierto por palas con extracción uniforme de energía.
- **Glauert:** se añade la energía de giro introducida a la corriente, por ejercer un par, como pérdida.

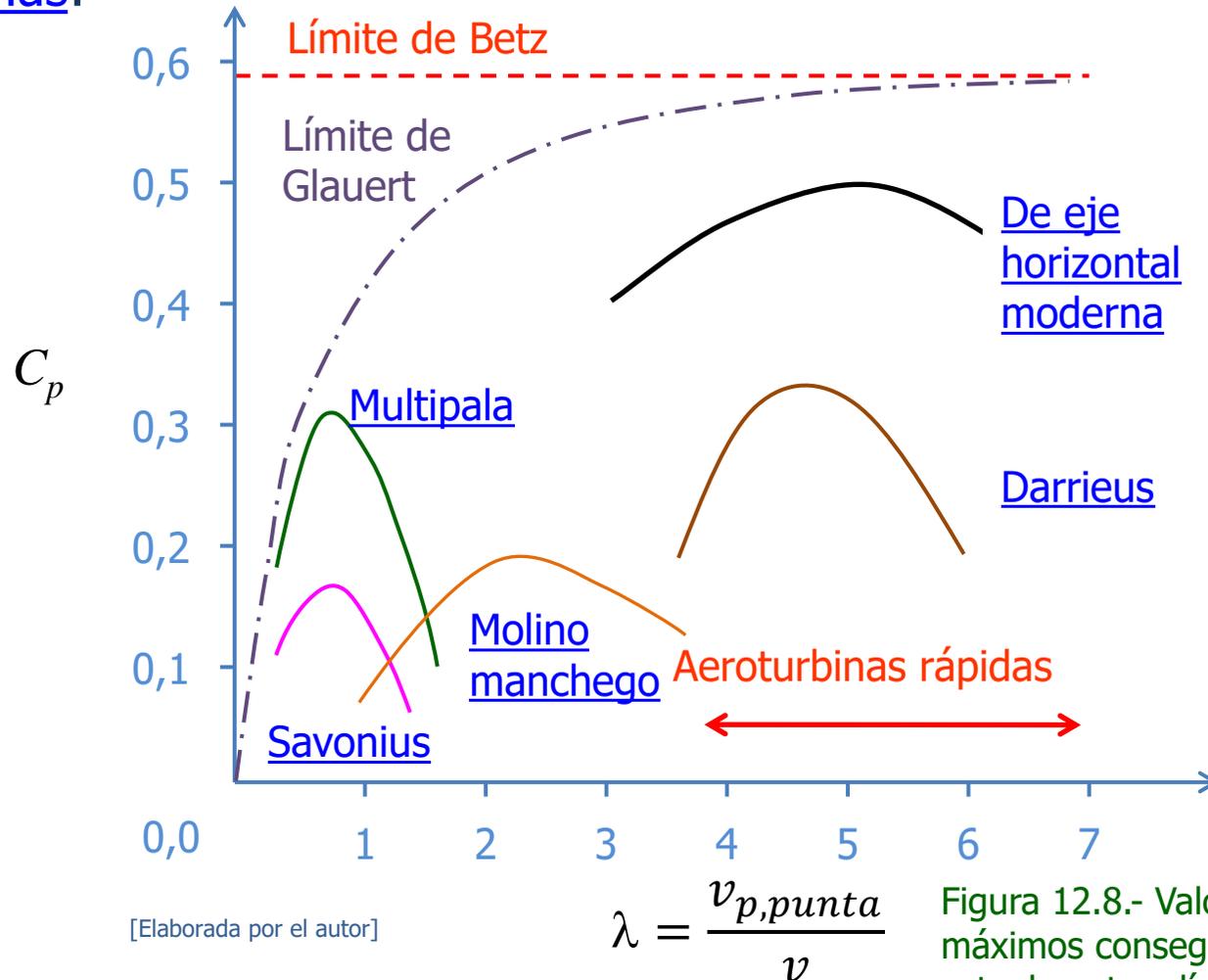


Figura 12.8.- Valores máximos conseguibles actualmente y límites teóricos.

## 12.4.- Caracterización del recurso eólico (cont.).

### 12.4.2.- Energía del viento (cont.)

#### Aeroturbinas rápidas:

- Están caracterizadas con altos valores de  $\lambda$ .
- Usar valores muy elevados de  $\lambda$ , que maximizarían  $W$  el límite de Glauert, no resulta eficiente y pues origina elevadas velocidades de punta de pala, lo que acarrea pérdidas viscosas excesivas en las puntas de pala y una alta emisión de ruido.
- Resultan ligeras y eficientes en comparación con las lentas, [Fig. 12.8](#).
- El par del rotor  $C$  resulta moderado pues consiguen la potencia a las velocidades de giro más altas posible:

$$\overbrace{W}^{\text{W}} = \overbrace{C}^{\text{Nm rad/s}} \overbrace{\omega}^{\text{rad/s}}$$

**Ejercicio 12.2:** Estimar el diámetro de una aeroturbina de eje horizontal del rendimiento máximo esperable hoy en día, con  $W = 6 \text{ MW}$  a  $v = 10 \text{ m/s}$  al nivel del mar, valor bajo por ser marina, [Fig. 12.6](#). Si la velocidad de punta de pala máxima aceptable es de  $v_p = 120 \text{ m/s}$ , estimar su velocidad angular de giro para el punto dado y la máxima. **Solución:**

$$D = \sqrt{\frac{8W}{\pi\rho v^3 C_{p,max}}} = \sqrt{\frac{8 \times 6 \times 10^6}{\pi \times 1,25 \times 10^3 \times 0,45}} = 165 \text{ m}; \quad \left\{ \begin{array}{l} \omega_{nom} = \frac{\lambda v}{D/2} = \frac{\overbrace{5,4 \times 10 \text{ m/s}}^{\substack{54 \text{ m/s} \\ \text{Fig. 2.6}}}}{165 \text{ m}/2} = 0,65 \frac{\text{rad}}{\text{s}} = 6,25 \text{ rpm} \\ \omega_{max} = \frac{v_p}{D/2} = \frac{120 \text{ m/s}}{165 \text{ m}/2} = 1,45 \frac{\text{rad}}{\text{s}} = 13,9 \text{ rpm} \end{array} \right.$$

## 12.5.- Cuantificación del recurso eólico.

- El resultado de un estudio de evaluación potencial eólico suele incluir:
  - Los valores medios y máximos.
  - Dirección predominante del viento.
  - Distribución estadística de la velocidad y de la dirección (plano horizontal y vertical).
  - La [turbulencia](#) y la energía disponible.
- Instrumentación instalada en [torre](#) suele incluir:
  - ✓ [anemómetro](#) omnidireccional.
  - ✓ [veleta](#) para medir la dirección.
  - ✓ Termómetro y manómetro para determinar la densidad del aire.
  - ✓ Sensores de lluvia y hielo.
  - ✓ Precipitación y humedad del ambiente son complementarias.
  - ✓ Memoria local y comunicación con central de recogida de datos.
- Con los datos se puede obtener la producción eólica con modelos de complejidad creciente según avanza el proyecto ...

## 12.5.- Cuantificación del recurso eólico (cont.).

- Si una serie temporal de  $i = 1, 2 \dots N$  datos equiespaciados está disponible en un periodo  $T$  [1 día, 1 año ...], solamente es necesaria una suma para obtener la potencia media y la energía producida:

$$\bar{W} = \underbrace{\frac{\Delta t}{T}}_{1/N} \sum_{i=1}^{i=N} \underbrace{W \langle v_i \rangle}_{\text{Curva de potencia discretizada}} = \frac{1}{2} \frac{A}{N} \sum_{i=1}^{i=N} \rho_i v_i^3 C_p \langle v_i \rangle; \text{ Producción: } E = \bar{W}T$$

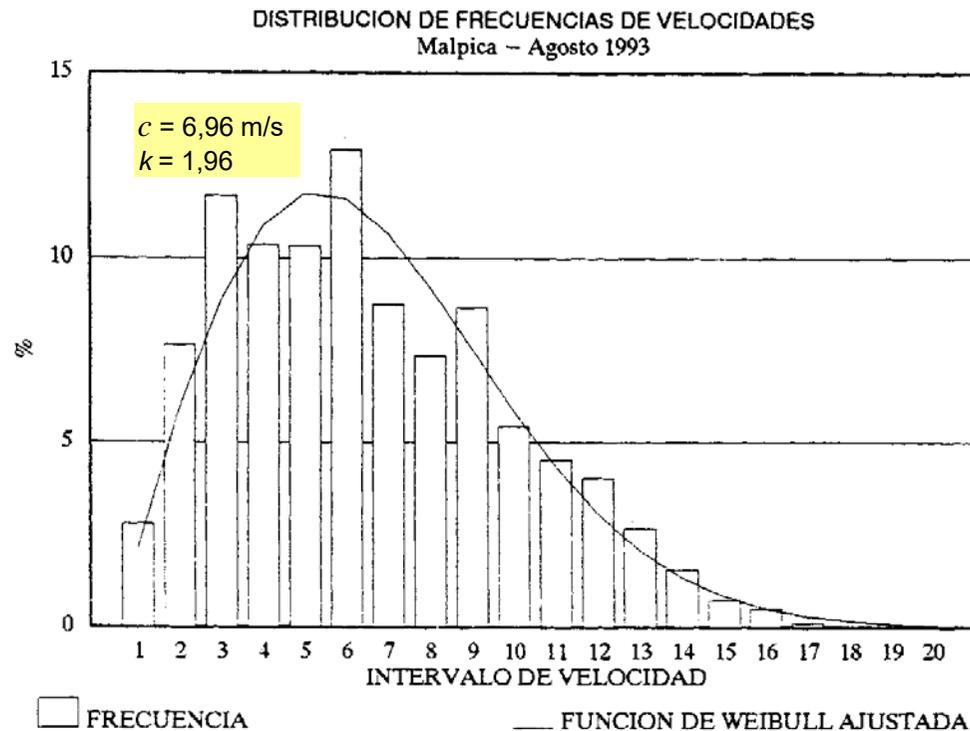
- La [curva de potencia](#) de la aeroturbina suele darse directamente como función de la velocidad del viento  $W \langle v_i \rangle$  para densidad de referencia, [más aquí](#). Sumando en términos de  $C_p$  permite cambios de tamaño de la aeroturbina  $A$  y densidad del aire medida. Ver [Figura 12.10](#) y [Ejercicio 12.3](#) y [Actividad 12.3](#). [Método estático](#), pero:
  - Los días, meses y años no suelen repetir las mismas series temporales.
  - No siempre se dispone de series temporales completas y coherentes.
  - Puede recurrirse a la estadística para, usando pocas variables e hipótesis razonables, ofrecer una herramienta que proporcione una estimación de la producción eólica con incertidumbre aceptable.

## 12.5.- Cuantificación del recurso eólico (cont.).

- Los estudios estadísticos del viento muestran que salvo excepciones, la velocidad del viento muestra un histograma aproximable por medio de una función de densidad de probabilidad (*fdp*) de [Weibull](#), que depende de dos parámetros,  $k$  y  $c$  que se determinan por ajuste por mínimos cuadrados a las mediciones.

$$fdp\left\langle\frac{v}{c}\right\rangle=k\left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right]$$

- Ejemplo: histograma real y su ajuste por mínimos cuadrados, Fuente [CIEMAT](#) 1995:



- $k$  es un factor de forma, ver [Actividad 12.2](#), empíricamente próximo a 2,0. Si no se dispone de datos suficientes se puede inferir de mediciones en otros lugares semejantes o usar la experiencia.
- $c$  es un factor de escala próximo a la velocidad media del viento. Por ello, si se dispone de solamente la media, es posible [inferir](#)  $c$ .
- Establecida la *fdp* se puede engendrar en base a ella una serie temporal sintética para alimentar un modelo de turbina. Requiere más hipótesis, p. e. espectro.

## 12.5.- Cuantificación del recurso eólico (cont.).

- La obtención de la potencia media es posible sumando a lo largo de la distribución de probabilidades, eligiendo  $M$  intervalos de índice entero  $j$ . En el ejemplo de la Fig. 12.9 son 20, el primero entre  $v_{1,inf} = 0,5v_{1,sup} = 1,5$  m/s y con velocidad central  $v_j = 1$  m/s, no representándose un intervalo inferior desde 0, el segundo entre 1,5 y 2,5 m/s, ... y el 20 entre 19,5 m/s y presumiblemente infinito. Se homogeneizan las densidades del aire:

$$\bar{W}_0 = \frac{1}{2} A \rho_0 \sum_{j=1}^{j=M} v_j^3 p \langle v_j \rangle C_p \langle v_j \rangle; \rho_0 \text{ es una densidad estándar, p. e. a niv. mar y } W_0 = W \left( \frac{\rho_0}{\rho} \right)$$

$$\text{Probabilidad: } \begin{cases} \text{I. Real: } p \langle v_j \rangle = \text{frecuencia obtenida. } v_j = \frac{v_{j,inf} + v_{j,sup}}{2} \\ \text{II. Estimación: } p \langle v_j / c \rangle = \int_{v_{j,inf}/c}^{v_{j,sup}/c} f dp \left\langle \frac{v}{c} \right\rangle \frac{dv}{c} = \exp \left[ - \left( \frac{v_{j,inf}}{c} \right)^k \right] - \exp \left[ - \left( \frac{v_{j,sup}}{c} \right)^k \right] \end{cases}$$

(alternativas)

- Los dos modelos anteriores son estáticos; esto es, no incluyen la dinámica de la aeroturbina como son:
  - Tiempo para suelta de frenos, aceleración y sincronismo con la red.
  - Tiempo para el cambio de orientación al viento (*dir*), pues influye en el área que "ve" el viento.
  - Tiempo de aceleración y desaceleración del rotor, en su caso.
  - Tiempo para el cambio de paso, en su caso.
  - Paradas para revisiones, limpieza, reparaciones, etc.
  - Eventos meteorológicos extremos.
  - Aerodinámica no estacionaria de las palas.
  - Incursión en la estela de otra aeroturbina ...

## 12.5.- Cuantificación del recurso eólico (cont.).

- Un esquema de los modelos estáticos y dinámicos e incluso combinación de ellos es:

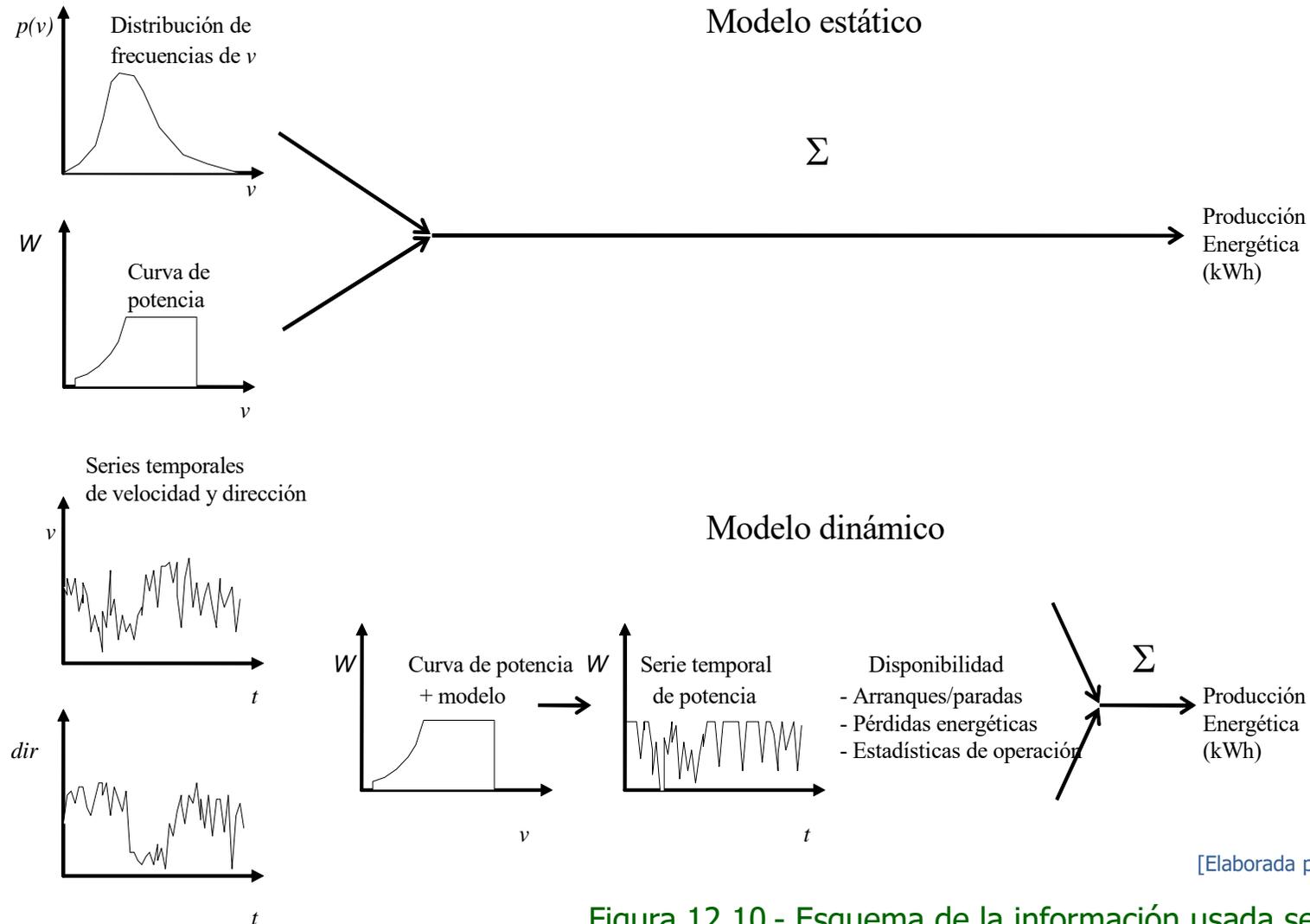


Figura 12.10.- Esquema de la información usada según los modelos estático y dinámico, el cual tiene en cuenta el funcionamiento de la máquina.

## 12.5.- Cuantificación del recurso eólico (cont.).

**Ejercicio 12.3:** Como resultado de una campaña de  $N = 500$  mediciones de viento y el proceso de datos posterior se ha obtenido una distribución de  $M = 20$  frecuencias de velocidades de viento, que se indica con fondo naranja, al igual que las demás entradas. Se aporta la curva de  $C_p$  para las velocidades centrales de los intervalos disjuntos. Se indica con tono más oscuro a partir del momento en que se alcanza la máxima potencia. Se añade la densidad del aire en operación y el diámetro del rotor.

Se pide calcular, con un modelo estático:

- a.- La velocidad media.
- b.- La velocidad cúbica media. ¿Coincide con la velocidad media?.
- c.- La curva de potencia.
- c.- Las potencias ponderadas con las probabilidades en cada intervalo.
- d.- La potencia media, que se comparará con la potencia nominal de la máquina.
- e.- Si la velocidad media obtenida fuera representativa de todo el año, usando la Fig. [12.2](#), ¿Podría deducirse que es un buen lugar eólico?.
- f.- Con la misma hipótesis del apartado anterior, calcule el factor de capacidad  $FC$  y el número de horas anuales a la potencia nominal.

## 12.5.- Cuantificación del recurso eólico (cont.).

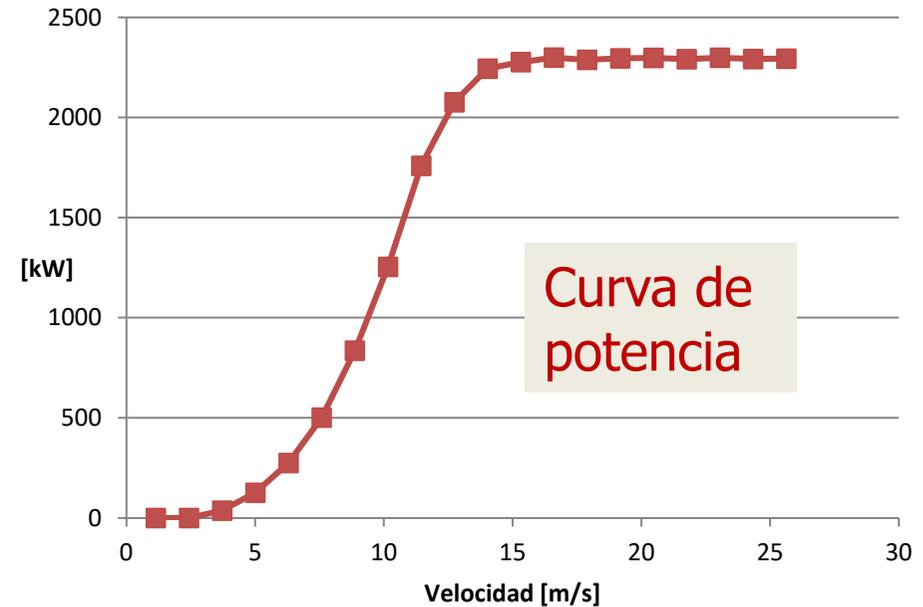
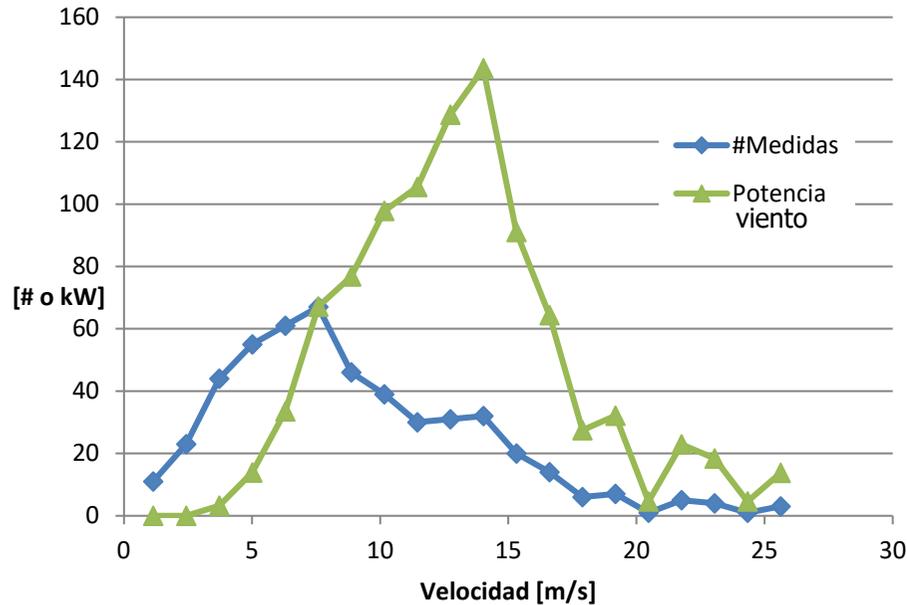
**Ejercicio 12.3 (cont.):** La siguiente hoja de cálculo muestra los resultados con fondo azul:

Cálculo de la producción eólica a partir del histograma de velocidades, el diámetro y la curva de Cp										
Fuentes de energía	Densidad [kg/m3]	ro	1,225	Diámetro [m]	70,5	Area A [m2]	3.903,63			
Velocidad [m/s]	# Datos medidos	Probabilidad p	v <sup>3</sup>	v*p [m/s]	v <sup>3</sup> *p	A*ro*v <sup>3</sup> /2	Cp	Curva potencia W [kW]	Potencia viento [kW]	
1,14	11	0,022	1,49	0,025	0,03	3.554	0	0	0,00	
2,43	23	0,046	14,35	0,112	0,66	34.308	0	0	0,00	
3,72	44	0,088	51,43	0,327	4,53	122.965	0,3	37	3,25	
5,01	55	0,11	125,57	0,551	13,81	300.236	0,42	126	13,87	
6,30	61	0,122	249,62	0,768	30,45	596.831	0,46	275	33,49	
7,59	67	0,134	436,42	1,016	58,48	1.043.459	0,48	501	67,12	
8,87	46	0,092	698,38	0,816	64,25	1.669.814	0,5	835	76,81	
10,16	39	0,078	1049,08	0,793	81,83	2.508.324	0,5	1254	97,82	
11,45	30	0,06	1501,04	0,687	90,06	3.588.954	0,49	1759	105,52	
12,74	31	0,062	2067,12	0,790	128,16	4.942.416	0,42	2076	128,70	
14,03	32	0,064	2760,14	0,898	176,65	6.599.420	0,34	2244	143,60	
15,32	20	0,04	3592,97	0,613	143,72	8.590.675	0,265	2277	91,06	
16,61	14	0,028	4578,43	0,465	128,20	10.946.892	0,21	2299	64,37	
17,89	6	0,012	5729,38	0,215	68,75	13.698.782	0,167	2288	27,45	
19,18	7	0,014	7058,66	0,269	98,82	16.877.053	0,136	2295	32,13	
20,47	1	0,002	8579,12	0,041	17,16	20.512.417	0,112	2297	4,59	
21,76	5	0,01	10303,59	0,218	103,04	24.635.584	0,093	2291	22,91	
23,05	4	0,008	12244,93	0,184	97,96	29.277.263	0,0785	2298	18,39	
24,34	1	0,002	14415,97	0,049	28,83	34.468.165	0,0665	2292	4,58	
25,63	3	0,006	16829,57	0,154	100,98	40.239.000	0,057	2294	13,76	
Sumas	500	1	Medias [m/s]	8,99	11,28		Pot media [kW]		949,43	

$$FC = \frac{\bar{W}}{W_{nom}} = \frac{949,43}{2.297} = 0,41; h = FC * \frac{8.766 \text{ h}}{\text{año}} = 3.594 \frac{\text{h}}{\text{año}}$$

## 12.5.- Cuantificación del recurso eólico (cont.).

**Ejercicio 12.3 (cont.):** Las siguientes figuras muestran los resultados de forma gráfica.



Puede observarse que:

- La distribución de velocidades aproxima una distribución de Weibull.
- La distribución de potencia extraída del viento por la aeroturbina se desplaza hacia velocidades mayores por efecto del exponente 3. Las mayores aportaciones ocurren entre 10 y 15 m/s que no son las más frecuentes.
- La curva de potencia mantiene la potencia máxima a partir de unos 16 m/s. A partir de 11 m/s la aeroturbina deja de ser óptima. El valor máximo resulta muy alto,  $C_p = 0,5$ .
- La contribución a la potencia media del intervalo centrado en 3,72 m/s es diminuta, lo cual justifica que algunas aeroturbinas no empiecen a producir hasta incluso 4 m/s aprox.

## 12.6.- Sistema de primas en España (*ex cursus*).

Tras la reforma eléctrica de 2013, la retribución a las renovables se basa en el principio de una "rentabilidad razonable"; 7,39% para las plantas anteriores a 2013 y del 7,09% para las de a partir de ese año a lo largo de su vida útil de 25 años. Un [Real Decreto Ley de 2019](#) simplemente retoca este concepto hasta 2031, ofreciendo una cierta seguridad jurídica. [Artículo](#).

**En general:** Las renovables reciben una retribución en base a distintos mecanismos: por la inversión, por la operación y por el mantenimiento, etc. Para alcanzar la rentabilidad razonable, al precio del mercado el gobierno añade una prima basada en una previsión que hace del mercado eléctrico cada tres años. Esta prima está basada en un precio del pool, es decir del mercado mayorista. Estos precios están entre 41 y 42 €/MWh en el periodo 2017-2020, [OMIE](#).

Según el RD 413/2014, el precio estimado para los años 2017, 2018 y 2019 fue de 42,84 €/MWh, 41,54 €/MWh y 41,87 €/MWh. Sin embargo, ha sido de 52,22 €/MWh en 2017, 57,27 €/MWh en 2018).

## 12.7.- Bibliografía.

- [1] Lecuona A., Nogueira J. I. Turbomáquinas. Ed. Ariel Ciencia y Tecnología, 2000.
- [2] Talayero A. P. Energía Eólica (2ª ed). Ed. Prensas Universitarias De Zaragoza, 2011. ISBN 9788492521210.
- [3] Escudero J. M. Manual De Energía Eólica (2ª Ed.). Ed., Mundi-Prensa Libros, S.A., 2008.
- [4] Rodríguez J.L., Burgos J.C., Arnaltes S. Sistemas Eólicos De Producción de Energía Eléctrica. Ed. Rueda, 2003, ISBN 9788472071391.

## 12.8.- Cuestiones de autoevaluación.

12.1	La potencia eólica instalada en España en 2013 es de aproximadamente 1 GW.	NO
12.2	En la península ibérica actualmente (2014) el coste de producción de la electricidad eólica en los emplazamientos restantes es competitiva con las fuentes fósiles.	NO
12.3	Los emplazamientos interesantes para la eólica cubren la mayor parte del territorio español.	NO
12.4	Los costes externos de la eólica, al ser menores que los de las fuentes convencionales no renovables, justifican en parte la concesión de ayudas.	SI
12.5	Actualmente (2014) a producción anual de electricidad eólica en España es comparable a la nuclear.	SI
12.6	El impacto ambiental de la eólica es fácilmente reversible al desmantelarse un parque eólico.	SI
12.7	La eólica puede interferir con la vida de las aves salvajes.	SI
12.8	Un parque eólico de 1 GW es equivalente en términos de producción que una central nuclear de 1 GW.	NO
12.9	La gran hidroeléctrica es competidora real directa de la eólica de parques en el mercado eléctrico español de subasta de electricidad.	NO
12.10	La potencia del viento crece con el cuadrado de su velocidad.	NO
12.11	Ceteris paribus, una aeroturbina da más potencia a nivel del mar que en altura por ser la densidad del aire mayor.	SI
12.12	La vida esperada de una aeroturbina supera los 20 años, si bien son necesarias tareas de mantenimiento y riesgos por meteorología extrema.	SI

## 12.8- Cuestiones de autoevaluación.

12.13	Los modelos dinámicos de la producción de electricidad eólica tienen la capacidad de predecirla mejor.	SI
12.14	El empleo tradicional de la eólica para bombear agua se ha abandonado por completo.	NO
12.15	4.000 horas de producción a potencia nominal es el equivalente mínimo para que un parque sea rentable.	NO
12.16	Una aeroturbina que gire a menos de 100 rpm nunca puede ser considerada rápida.	NO
12.17	La función de densidad de probabilidad de Weibull proporciona una estimación de la distribución de velocidades del viento en el tiempo, con lo que su valor medio elevado a la tercera potencia sirve fielmente para determinar la potencia media usando la curva de potencia del aerogenerador.	NO
12.18	La velocidad $c$ usada en la distribución de velocidades de Weibull es la velocidad media.	NO
12.19	Los límites de Betz y Glauert se deben a las limitaciones de Carnot	NO
12.20	El factor de capacidad de la energía eólica en España, actualmente (2014) es comparable o incluso menor que la de las centrales termosolares.	NO
12.21	Las aeroturbinas del mayor tamaño actual, con potencias nominales de 5 a 6 $Mw_e$ , pueden construirse fácilmente con generadores multipolares, por la idoneidad de su velocidad angular de giro y la geometría de estos generadores.	NO
12.22	En aerogeneradores de gran tamaño, la curva de potencia cae gradualmente hasta cero a velocidades elevadas del viento, con objeto de evitar riesgos de rotura.	NO
12.23	Cuando las mediciones del viento se han realizado fuera de la capa límite terrestre, el valor de $n$ de la fórmula empírica para interpolar o incluso extrapolar a un punto a una altura ligeramente diferente, fuera de la capa límite, es próximo a 1.	SI

## 12.9.- Actividades propuestas (*ex cursus*)

**Actividad 12.1 (Cont.):** Localice información acerca de la potencia eólica instalada en España por regiones (Comunidades Autónomas) y compare con el potencial eólico existente en el mapa , atlas eólico español o publicación adecuados, para determinar el grado de desarrollo por regiones ...

**Solución:** Usando la información recabada en Análisis del recurso. Atlas eólico de España. Estudio Técnico PER 2011-2020, Madrid, 2011. Dirección: José Vidal (Meteosim Truewind). Autores: Meteosim Truewind: Joan Aymamí, Alejandro García, Oriol Lacave, Llorenç Lledó, Miguel Mayo, Santi Parés. Coordinación y revisión IDAE: Víctor Olmos, Juan José Romero y Juan Ramón Ayuso, los resultados son,

Com. Aut.	Pot. Inst.[GW]	Potencial [GW]	% desarro.
Andalucía	3.34	48.7	6.9
Aragón	1.89	47.8	4.0
Asturias	0.518	4.9	10.6
I. Baleares	0.0037	2.2	0.2
I. Canarias	0.165	5.2	3.2
Cantabria	0.0383	3	1.3
Castillay L.	5.56	52.7	10.6
Castilla L. M.	3.81	54.5	7.0
Cataluña	1.27	15.5	8.2
C. Valenciana	1.19	9	13.2
Extremadura	0	21.7	0.0
Galicia	3.31	41.5	8.0
C. Madrid	0	0.8	0.0
Murcia	0.262	2.9	9.0
Navarra	1	14.4	6.9
P. Vasco	0.153	3.9	3.9
La Rioja	0.446	3.7	12.1
C. A. Ceuta	0	0.03	0.0
C. A. Melilla	0	0.01	0.0
<b>SUMA</b>	<b>22.956</b>	<b>332.44</b>	<b>6.9</b>

### Observaciones:

- El grado de desarrollo no supera el 13%, como mucho, en la Comunidad Valenciana y muy cerca La Rioja.
- A nivel nacional se tiene una media del 7% de grado de desarrollo.
- Queda pues margen para un desarrollo futuro, con nuevos parques o repotenciando los actuales.
- No todo el terreno está accesible, por protección medioambiental, seguridad, usos incompatibles, etc.

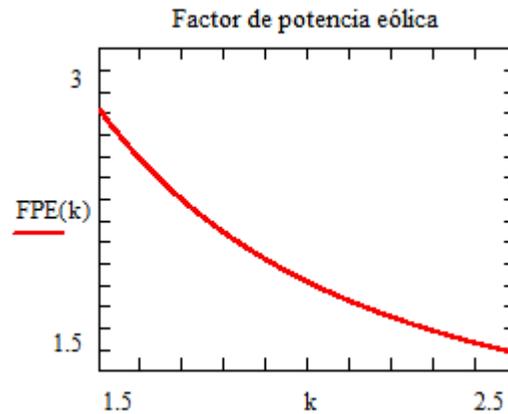
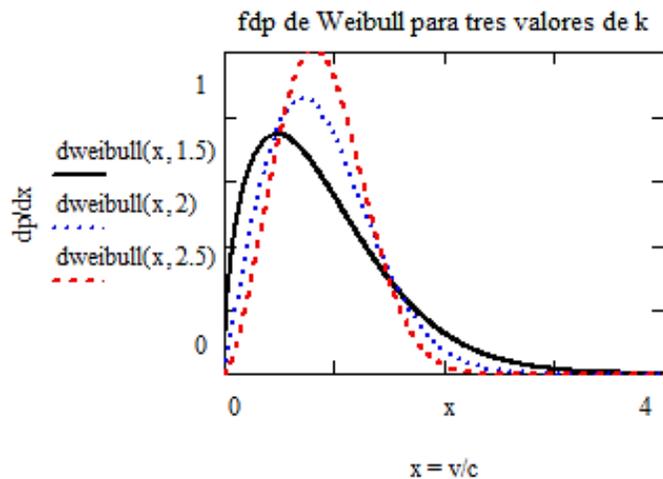
## 12.9.- Actividades propuestas.

**Actividad 12.2:** Para una distribución de frecuencias de Weibull encuentre la relación que liga la velocidad media con la velocidad cúbica media y con el parámetro  $k$ . Asuma que el [Ejercicio 12.3](#) se ha realizado generando los datos con  $k = 2$  y añadiéndoles ruido aleatorio; compruebe que los resultados son coherentes.

**Solución:** [http://es.wikipedia.org/wiki/Distribuci%C3%B3n\\_de\\_Weibull](http://es.wikipedia.org/wiki/Distribuci%C3%B3n_de_Weibull)

$$fdp\left\langle\frac{v}{c}\right\rangle=k\left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \rightarrow\left[\left(\frac{v}{c}\right)^m\right]=k \int_0^{\infty}\left(\frac{v}{c}\right)^{k-1+m} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] d\left(\frac{v}{c}\right)=\overset{\text{Función gamma}}{\tilde{\Gamma}}\left\langle 1+\frac{m}{k}\right\rangle \rightarrow$$

$$\rightarrow \text{Factor de potencia eólica: } FPE=\frac{\left[\left(\frac{v}{c}\right)^3\right]}{\left\{\left[\left(\frac{v}{c}\right)\right]\right\}^3}=\frac{\bar{v}^3}{\bar{v}^3}=\frac{\Gamma\left\langle 1+\frac{3}{k}\right\rangle}{\left(\Gamma\left\langle 1+\frac{1}{k}\right\rangle\right)^3}, \text{ luego: } \sqrt[3]{\bar{v}^3}=\bar{v} \frac{\left(\Gamma\left\langle 1+\frac{3}{k}\right\rangle\right)^{1/3}}{\Gamma\left\langle 1+\frac{1}{k}\right\rangle}$$



En el [Ejercicio 12.3](#) es:

$$FPE^{1/3}=\frac{\sqrt[3]{\bar{v}^3}}{\bar{v}}=\frac{11,28}{8,99}=1,25$$

Con fdp de Weibull:

$$FPE^{1/3}\Big|_{k=2}=\frac{\sqrt[3]{\bar{v}^3}}{\bar{v}}\Big|_{k=2}=1,24$$

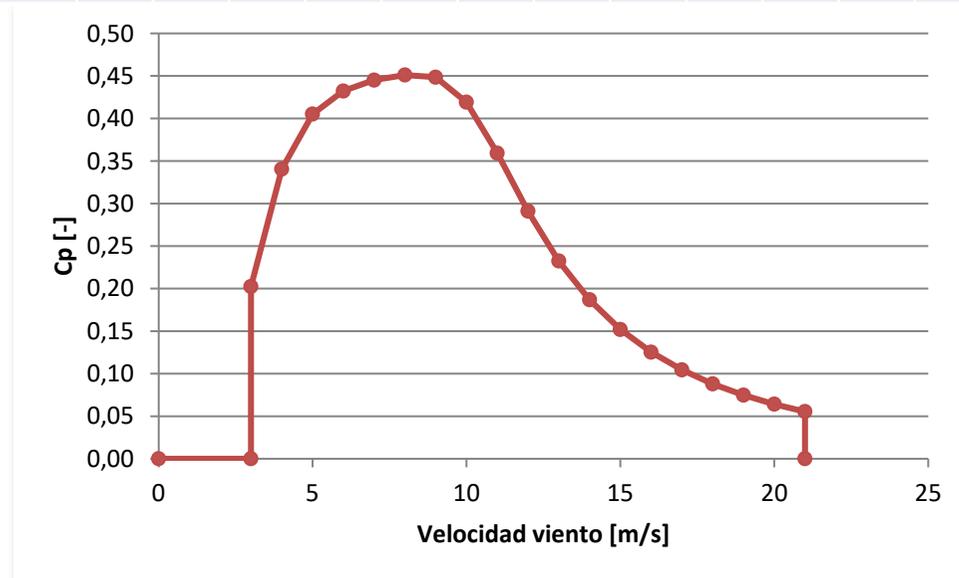
## 12.8.- Actividades propuestas.

**Actividad 12.3:** Dada la curva de potencia en condiciones estándar de un aerogenerador de  $D = 90$  m de diámetro, obtener la curva de  $C_p$ . Coméntela.

$v$ [m/s]	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18-21
$W$ [kW]	21,3	84,9	197,3	363,8	594,9	900	1.274	1.633	1.863	1.960	1.990	1.998	1999	2.000	2.000	2.000

Tomando una densidad estándar de  $\rho_0 = 1,225$  kg/m<sup>3</sup> y  $C_p = \frac{W}{\rho v^3 \pi D^2 / 8}$

$\rho$ [kg/m <sup>3</sup> ]			1.225	$D$ [m]	90																		
$v$ [m/s]	0	3	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	21	
$W$ [kW]	0	0	21.3	84.9	197.3	363.8	594.9	900	1274	1633	1863	1960	1990	1998	1999	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000	0
$C_p$	0.00	0.00	0.20	0.34	0.41	0.43	0.45	0.45	0.45	0.42	0.36	0.29	0.23	0.19	0.15	0.13	0.10	0.09	0.07	0.06	0.06	0.00	



### Observaciones:

- Los bajos valores de  $C_p$  a bajas velocidades del viento indican operación no óptima hasta las velocidades que suelen dar la máxima producción, véase el [Ejercicio 12.3](#).
- A partir de 10 m/s es patente la limitación de la potencia, a base de estropear intencionalmente  $C_p$  para evitar sobrecargas.

## 12.9.- Actividades propuestas.

**Actividad 12.4:** Asuma que la velocidad del viento en una posible explotación eólica se puede modelar con la fdp de Weibull. Se dispone únicamente de la velocidad media y su desviación estándar, la cual resulta adquirir como expresión  $\left(\frac{\sigma_v}{c}\right)^2 = \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)$ . Se pide desarrollar un método que permita obtener  $c$  y  $k$  de estos datos. Aplicar para  $\bar{v} = 6,5 \frac{m}{s}$  y  $\sigma_v = 3,5 \frac{m}{s}$  y comentar. Dibujar la función gamma

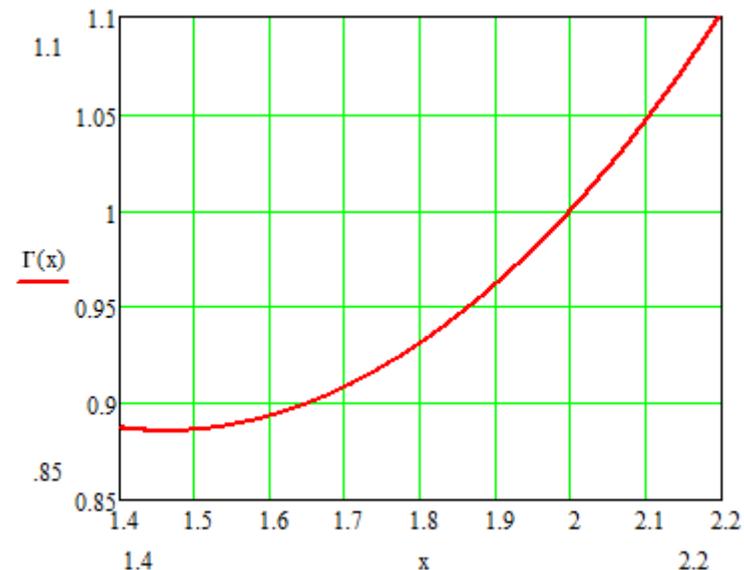
**Solución:** Es necesario resolver el sistema de 2 ecuaciones no lineal,  $\left(\frac{\sigma_v}{c}\right)^2 = \Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right)$  y  $\frac{\bar{v}}{c} = \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$ .

Recurriendo a tablas, o a algún lenguaje de programación con la función gamma, o bien a su cálculo directo, resulta de un cálculo iterativo:

$k = 1,935$  y  $c = 7,329$  m/s.

Puede observarse que  $c$  y  $\bar{v}$  no coinciden.

Para una posterior utilidad:



## 12.9.- Temas avanzados (*ex cursus*).

Datos actualizados a 2018 del coste de la electricidad renovable ([LCOE](#)) se han publicado por [IRENA](#), referenciado [aquí](#). Muestran:

- Descenso generalizado de costes y gran variabilidad por tamaño, tecnología y recurso.
- Competitividad de la eólica y PV en el interior (Onshore)
- Mayor coste de la eólica marina (Offshore)
- Mayor coste de la termosolar, pero a cambio dispone de almacenamiento.

**Figure S.3** The LCOE for projects and global weighted average values for CSP, solar PV, onshore and offshore wind, 2010-2022

