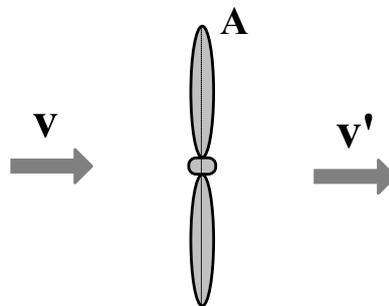


Principios de los aprovechamientos eólicos

La energía del viento

Fenómenos de expansión y convección de las masas de aire, provocados por las diferencias espaciales en la absorción de la energía del sol por la superficie de la tierra.

Cuantificación del potencial eólico.



La **potencia eólica disponible** P_d , en una sección transversal de área A perpendicular al flujo de aire desplazándose a una velocidad v , se expresa por:

$$P_d = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \text{ (W)}$$

- *Velocidad del viento:* v en m/s
- *Área perpendicular al flujo de aire:* (A en m^2)
- *Densidad del aire:* $\rho = m_{\text{aire}}/V$ ($\rho_{\text{aire}} = 1,225 \text{ kg/m}^3$, en el nivel del mar)

La máxima potencia teórica que se puede obtener de una corriente de aire, con una turbina eólica ideal, nunca podrá superar el 59,25% (16/27) de la potencia disponible debida al viento incidente- límite de Betz (Albert Betz, 1920) :

$$\frac{P_{\text{max}}}{P_d} = \frac{16}{27}$$

Principios de los aprovechamientos eólicos

La **potencia aprovechable** P , por una turbina eólica de área A (m^2) frente a un flujo de aire de velocidad v (m/s), y de densidad ρ (kg/m^3) es:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot C_p \quad (W)$$

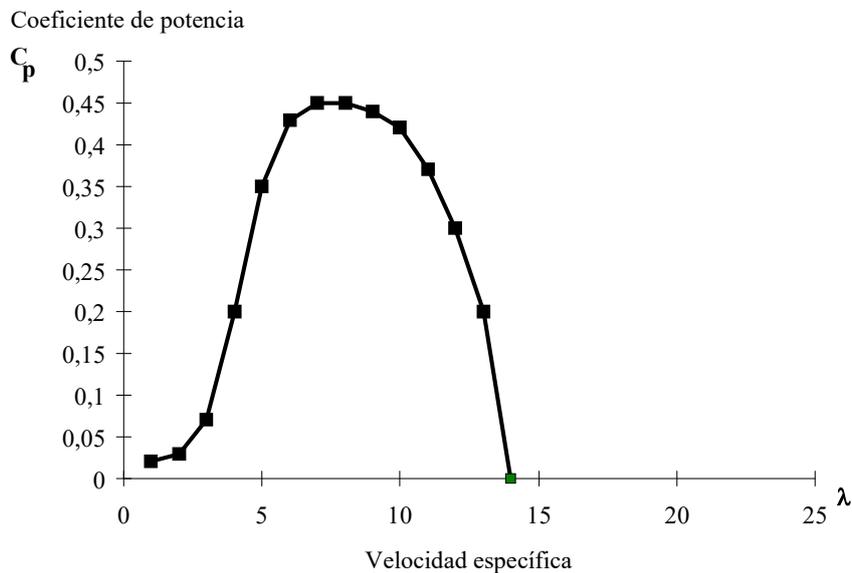
C_p es el denominado **coeficiente de potencia**. Es una característica de la turbina real y sus valores para una turbina se dan en función de la **velocidad específica** definida por:

$$\lambda = \Omega \cdot R / v$$

Ω es la velocidad de giro de las palas

R es radio de las palas

v la velocidad del viento



Medidas y Modelización de la energía eólica

La experiencia pone en evidencia **que los valores de velocidad del viento** están sujeta a **comportamientos cíclicos** de distintas frecuencias.

- **Ciclos de muy bajas frecuencia:** Ciclos de **periodo anual** asociados al movimiento de la tierra entorno al sol
- **Ciclos de bajas frecuencia:** Ciclos de periodo de **duración de 3 a 4 días**, asociados al movimientos a gran escala de las masas de aire, que ocurren con por la presencia de frentes anticiclónicos y ciclónicos.
- **Ciclos de alta frecuencia:** Ciclos de **periodos entre 10 minutos y 2 horas**, donde se presenta la evaluación energética.

Las **variaciones muy rápidas** del viento (1 segundo) no tienen valor energético, pero es necesario tenerlas en cuenta en **el diseño y evaluación de perturbaciones mecánicas y eléctricas**. En las variaciones de muy corta duración del viento se distinguen dos aspectos: Turbulencia y Rafagosidad.

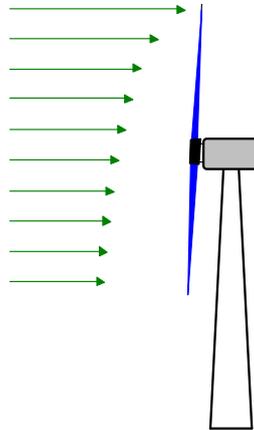
Turbulencia atmosférica: Se definen así a **las fluctuaciones turbulentas superpuestas a la velocidad media del viento**. Debido a la irregularidad de estas fluctuaciones suelen ser consideradas como una **variable estadística de valor medio nulo y de desviación típica ρ_u** . Una medida habitual de la turbulencia es la intensidad de turbulencia I_u definida por: $I_u = \frac{\rho_u}{\bar{v}}$, donde \bar{v} es la velocidad media del viento en el intervalo de medida.

Rafagosidad del viento: Con esta denominación se definen las **variaciones bruscas máximas (rachas, picos) de viento**. La experiencia en medidas efectuadas muestra que, en general, el valor de la racha máxima U_{max} , **puede aproximarse por:** $v_{max} = \bar{v} + g(t) \cdot \rho_u$, donde $g(t)$ es el índice de rafagosidad que puede estimarse por la ecuación: $g(t) = 0,42 \cdot \ln(3600/t)$ donde t es el tiempo promedio (intervalo de medida). En ocasiones se define la rafagosidad por el denominado **factor de rafagosidad FR**, tal que:

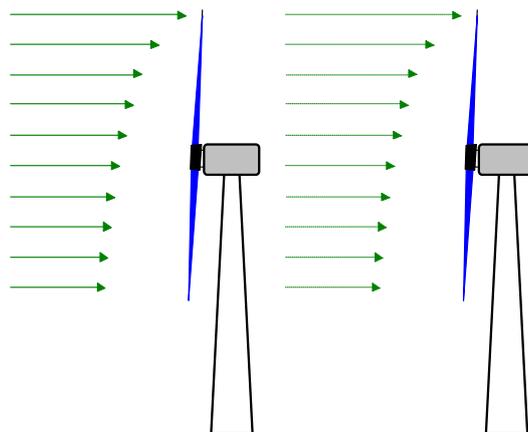
$$FR = \frac{v_{max}}{\bar{v}} = 1 + g(t) \cdot I_u$$

Factores que influyen en la velocidad del viento

Cortadura: Es el efecto que la **variación de velocidad de viento con la altura** tiene sobre la posición de las palas de la turbina eólica.



Estelas: La estela es la **corriente de aire a la salida del aerogenerador**.



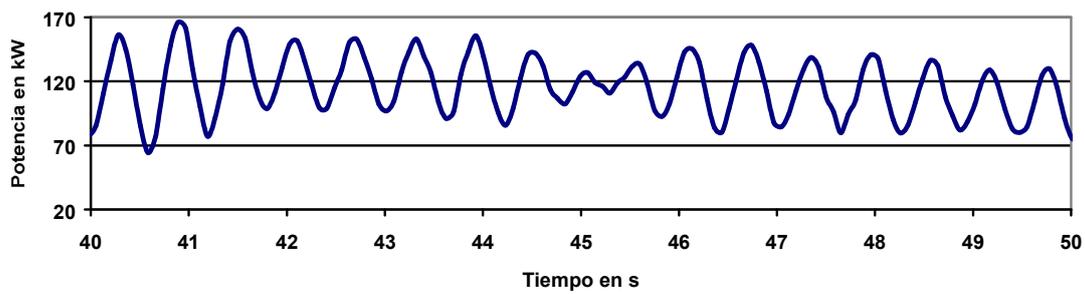
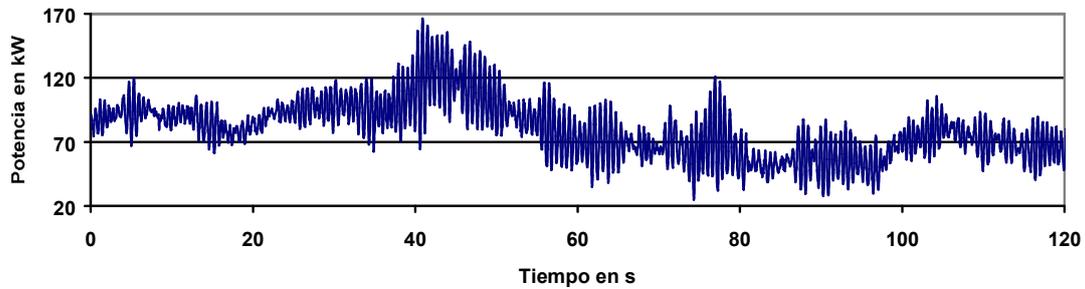
Actualmente existe algún **modelo de estudio de estelas**, como el modelo **RisØ**

Errores de alineación: Los generadores eólicos disponen de **un sistema de alineación** que hace que esto se enfrente siempre a la corriente de aire.

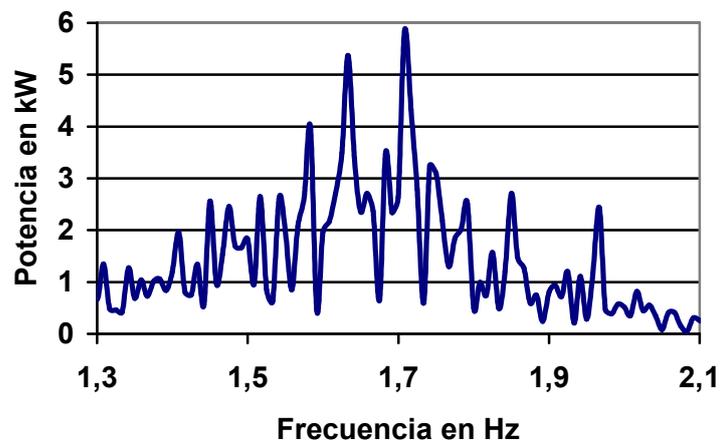
Efecto sombra de torre: El efecto sombra de torre consiste en la **variación de la potencia mecánica** debida al paso de las palas del generador por delante de la torre de sustentación de la aeroturbina.

Factores que influyen en la velocidad del viento

Comprobación del efecto de sombra de torre y cortadura



Potencia eléctrica medida en un aerogenerador



Espectro de la potencia eléctrica medida

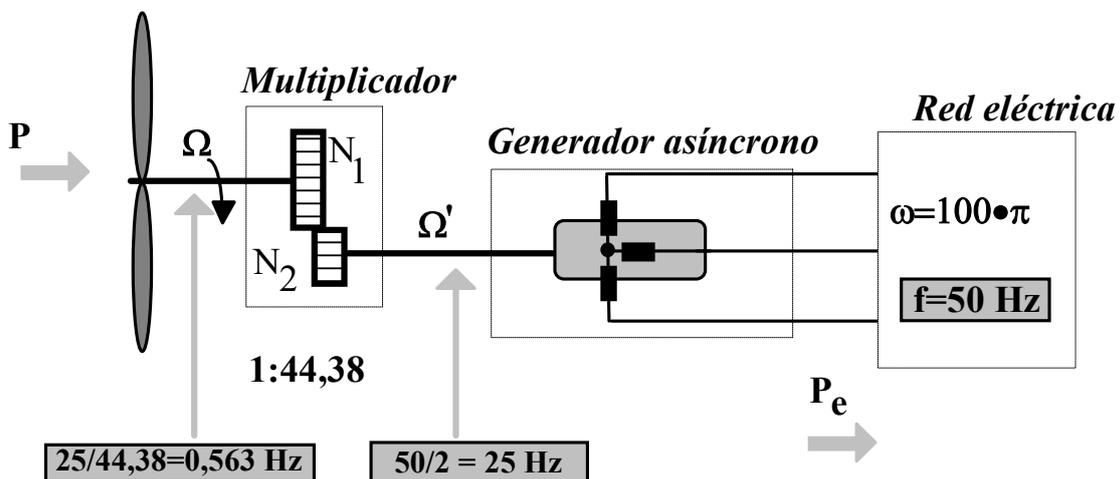
Factores que influyen en la velocidad del viento

Comprobación del efecto de sombra de torre y cortadura

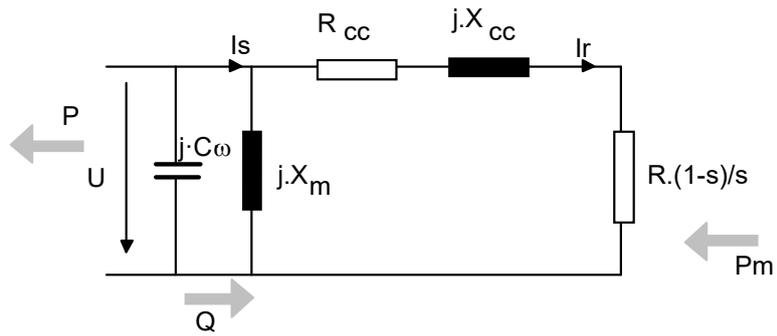
Datos del aerogenerador:

- Tripala de eje horizontal
- Generador asíncrono de 2 pares de polos
- Red eléctrica de 50 Hz
- Relación de multiplicación entre eje turbina-generador 1:44,38
- Rotación síncrona de las palas de $\Omega_s = \omega_s \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{1}{44,38} = 3,539 \text{ rd/s}$
- Paso de cada pala por la torre : $f = \frac{3 \cdot \Omega}{2 \cdot \pi} = 1,689 \text{ Hz}$
- Fluctuaciones de la potencia pueden ser modeladas por una onda senoidal de amplitud alrededor del 5% de la potencia media

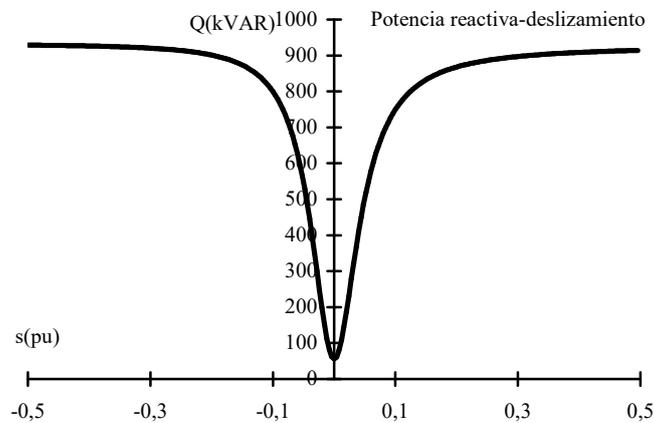
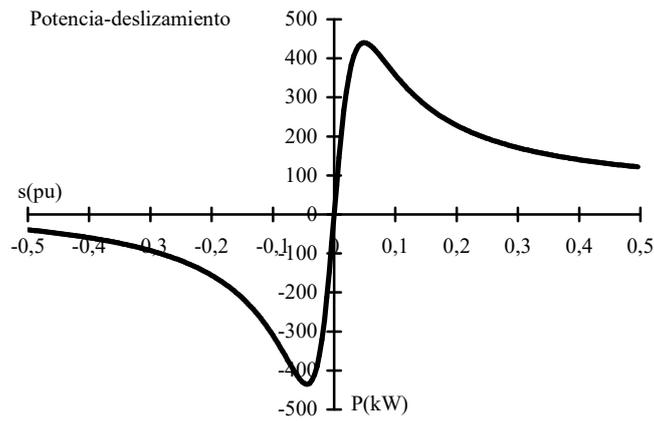
Turbina eólica



Generador Asíncrono: Modelo estacionario R-X

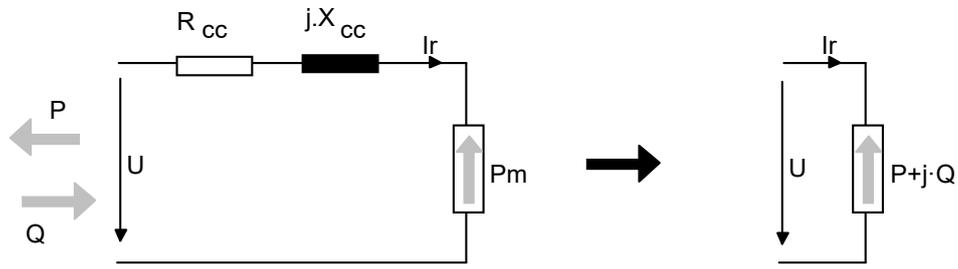


$$P_m = I_r^2 \cdot \frac{R \cdot (1-s)}{s} = \frac{U^2 \cdot R \cdot s \cdot (1-s)}{(s \cdot R_{cc} + R \cdot (1-s))^2 + s^2 X_{cc}^2}$$



Generador Asíncrono: Modelo estacionario P-Q

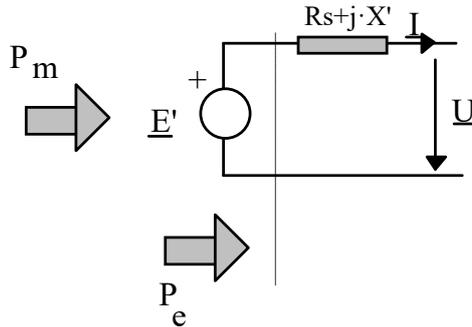
(Modeling of wind farms in the load flow analysis. A.Feijóo y J.Cidrás)



$$\left. \begin{aligned} U^2 \cdot I_r^2 &= P^2 + Q^2 \\ Q &= I_r^2 \cdot X_{cc} \end{aligned} \right\} \quad Q \approx -\frac{X_{cc}}{U^2} \cdot P^2$$

Generador Asíncrono: Modelo dinámico (3^{er} orden)

(Analysis of mechanical power fluctuations in asynchronous WEC's. A.Feijóo y J.Cidrás)



$$\frac{d\underline{E}'}{dt} = -j \cdot 2 \cdot \pi \cdot f_0 \cdot s \cdot \underline{E}' - \frac{1}{T'_0} \cdot (\underline{E}' - j \cdot (X - X') \cdot \underline{I}_s)$$

$$P_e = \text{Real}\{\underline{E}' \cdot \underline{I}^*\} \quad \frac{ds}{dt} = -\frac{\frac{P_m}{1-s} - P_e}{2 \cdot H}$$

f_0 es la frecuencia eléctrica del sistema.

$T'_0 = \frac{X_R + X_m}{2 \cdot \pi \cdot f_0 \cdot R_R}$ es la constante de tiempo de rotor a circuito abierto.

$X' = X_1 + \frac{X_2 \cdot X_m}{X_2 + X_m}$ es la reactancia transitoria.

$X = X_1 + X_m$ es la reactancia a circuito abierto o reactancia aparente con el rotor bloqueado.

H es la constante de inercia de la máquina y puede expresarse como $H = \frac{J \cdot \Omega_s^2}{2 \cdot S_{base}}$

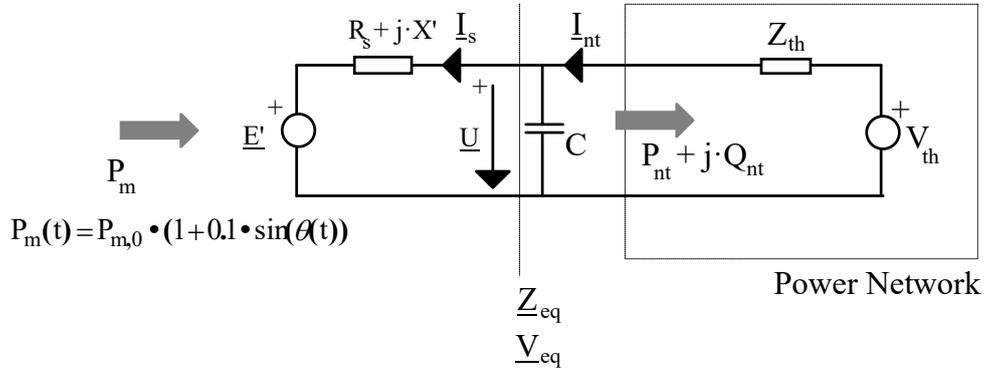
J el momento de inercia de la máquina.

Ω_s la velocidad de sincronismo de la máquina.

S_{base} la potencia con respecto a la que se da la constante de inercia, que suele ser la potencia nominal de la máquina.

Generador Asíncrono: Modelo dinámico linealizado

A linear dynamic model for asynchronous wind turbines with mechanical fluctuations.
J.Cidrás y A.Feijóo)



Modelo en variables de estado

$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{A}' \cdot \mathbf{x} + \mathbf{b} \cdot \Delta P_m$$

$$\frac{d}{dt} \begin{pmatrix} \Delta E'_{r'} \\ \Delta E'_{m'} \\ \Delta s \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -\alpha & \omega_s \cdot s_0 + \beta & \omega_s \cdot E'_{m0} \\ -\omega_s \cdot s_0 - \beta & -\alpha & -\omega_s \cdot E'_{r0} \\ \frac{-c_e}{h} & \frac{-d_e}{h} & 0 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \Delta E'_{r'} \\ \Delta E'_{m'} \\ \Delta s \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ \frac{1}{h} \end{pmatrix} \cdot \Delta P_m$$

Modelo fasorial

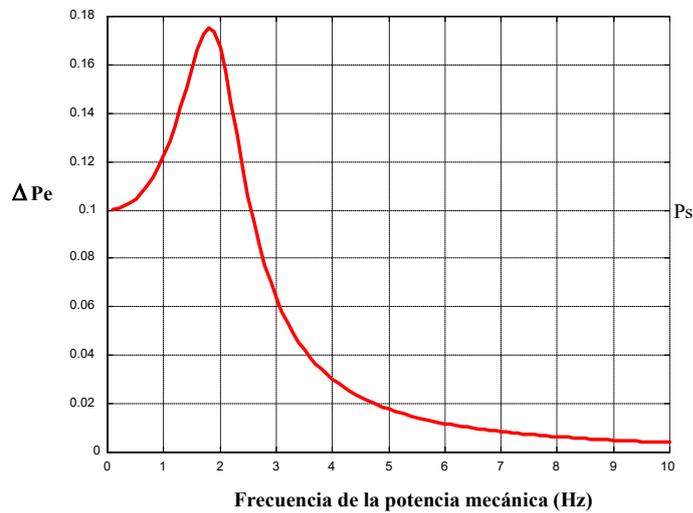
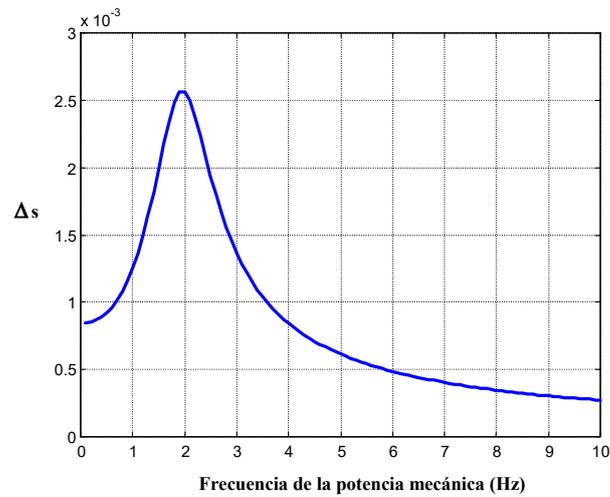
$$\Delta P_m(t) = P_s \cdot \sin(\Omega_0 \cdot t)$$

$$\Omega_0 = (1 - s_0) \cdot \Omega_s$$

$$j \cdot \Omega_0 \cdot \underline{X} = \mathbf{A}' \cdot \underline{X} + \mathbf{b} \cdot \Delta \underline{P}_m$$

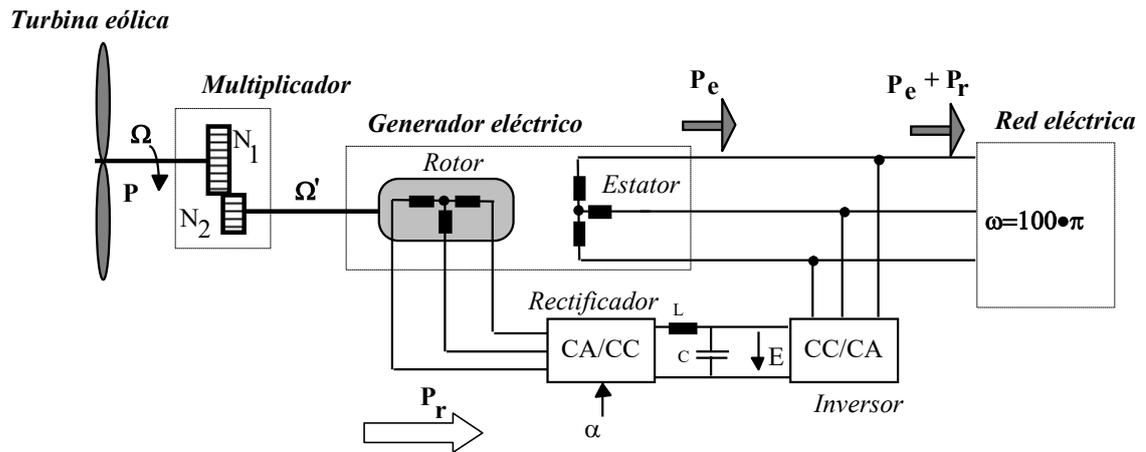
$$\begin{pmatrix} \Delta E'_{r,r} + j \cdot \Delta E'_{r,m} \\ \Delta E'_{m,r} + j \cdot \Delta E'_{m,m} \\ \Delta s_r + j \cdot \Delta s_m \end{pmatrix} = (j \cdot \Omega_0 \cdot \mathbf{1} - \mathbf{A}')^{-1} \cdot \mathbf{b} \cdot P_s$$

Variaciones del deslizamiento y de la potencia eléctrica ante un fluctuación senoidal de la potencia mecánica del 10%

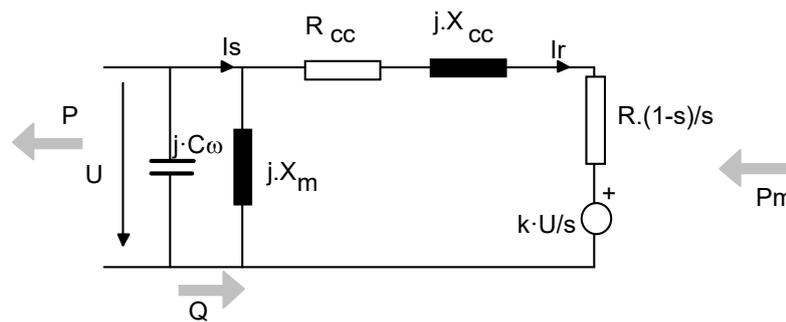


Modelo	Utilización
Estacionario R-X	Condiciones iniciales Estabilidad estacionaria Flujo de potencia
Estacionario P-Q	Flujo de potencia
Dinámico 3er orden	Estabilidad transitoria Análisis dinámico Evaluación de cortocircuitos
Dinámico lineal	Estabilidad transitoria Análisis dinámico ante perturbaciones de pequeño valor (fluctuaciones periódicas de la potencia mecánica) Evaluación de cortocircuitos

Generador Asíncrono doblemente alimentado:

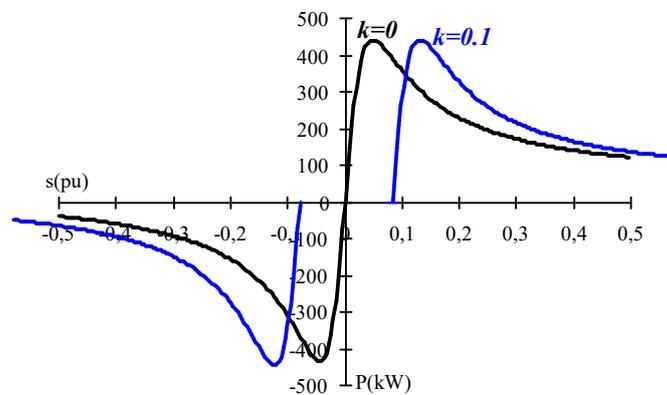


Modelo estacionario R-X



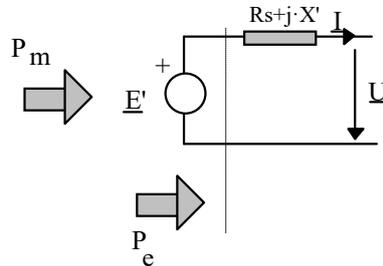
$$P_m = I_r^2 \cdot \left(\frac{R \cdot (1-s) + k \cdot U}{s} \right) = \frac{U^2 \cdot s \cdot (R \cdot (1-s) + k \cdot U)}{(s \cdot R_{cc} + R \cdot (1-s))^2 + s^2 X_{cc}^2}$$

Potencia-deslizamiento



Generador Asíncrono doblemente alimentado: Modelo dinámico (3^{er} orden)

(A third order model for the doubled-fed induction machine. A.Feijóo, J.Cidrás y C.Carrillo)



$$\frac{d\underline{E}'}{dt} = j \cdot 2 \cdot \pi \cdot k' \cdot U - j \cdot 2 \cdot \pi \cdot f_0 \cdot s \cdot \underline{E}' - \frac{1}{T'_{0}} \cdot (\underline{E}' - j \cdot (X - X') \cdot \underline{I}_s)$$

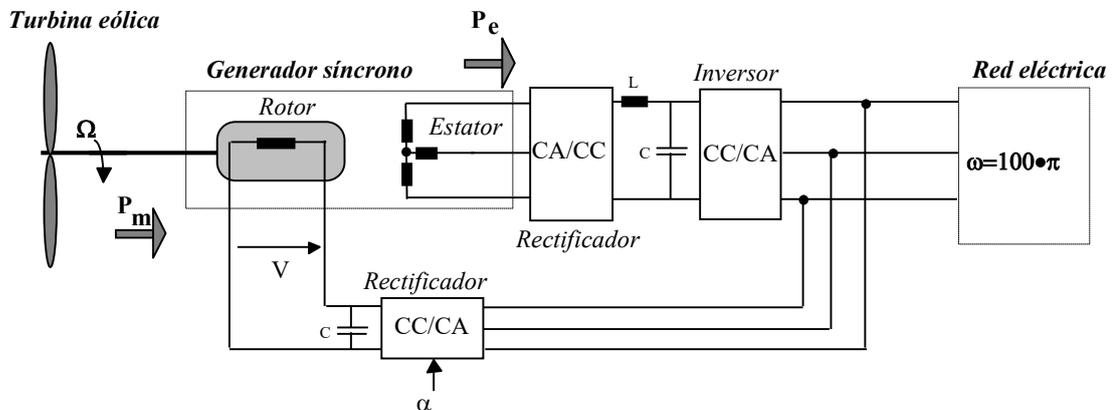
$$k' = k \cdot \frac{X_m}{X_m + X_{rotor}}$$

$$P_e = \text{Real}\{\underline{E}' \cdot \underline{I}^*\}$$

$$\frac{ds}{dt} = -\frac{P_m - P_e}{2 \cdot H}$$

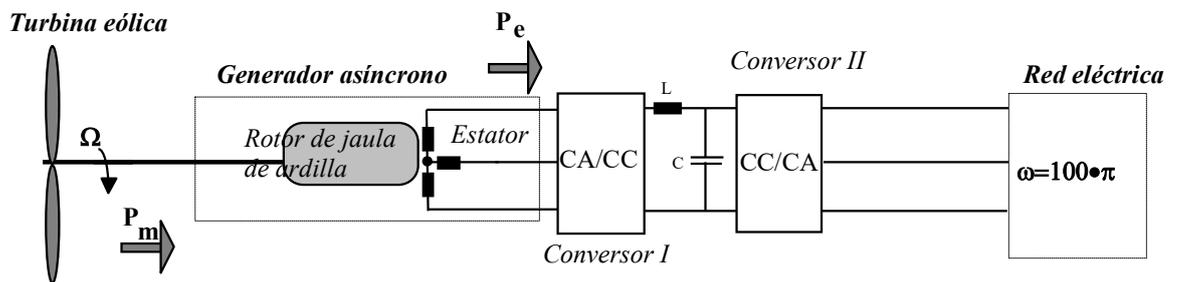
Generadores síncrono con enlace de continua

Otra posible máquina eléctrica que se puede utilizar para la generación eléctrica es la denominada máquina síncrona. A diferencia de la máquina de inducción, la síncrona dispone un rotor compuesto por un devanado de corriente continua alojado en una pieza ferro-magnética. Esto ocasiona un flujo magnético producido por la intensidad rotórica, que al movido por la turbina eólica, acoplado al rotor, genera tensiones alternas en el estator.



Generadores asíncrono con enlace de continua

Una versión de la generación asíncrono que presenta un control de la velocidad de giro distinta a la doble alimentación, se tiene a partir de un enlace de continua implantado en el estator del generador asíncrono de jaula de ardilla. Este sistema, con una implantación escasa por su elevado coste y complejidad de control, tiene la ventaja de utilizar una máquina generadora muy simple y robusta. Los convertidores para que funcionen en los 4 cuadrantes son del tipo PWM



Curva P-V típicas de aerogeneradores comerciales

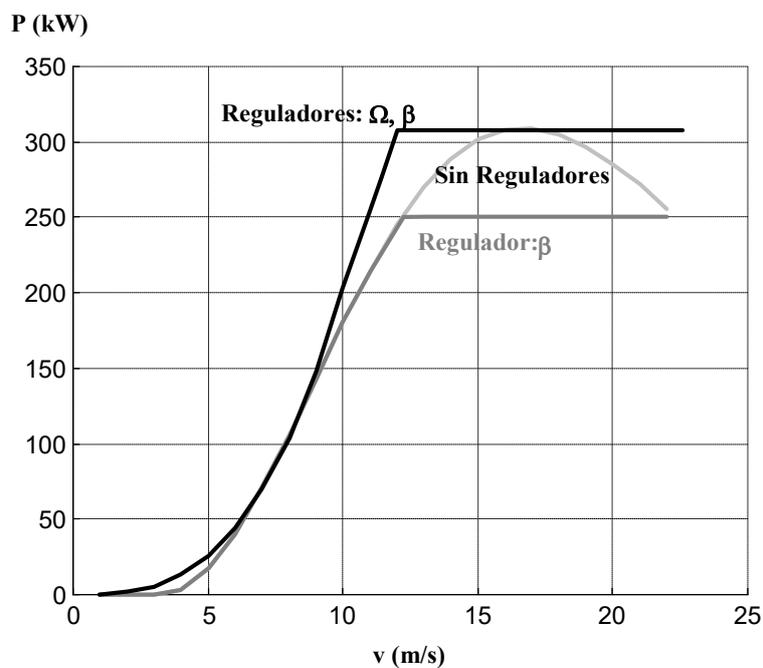
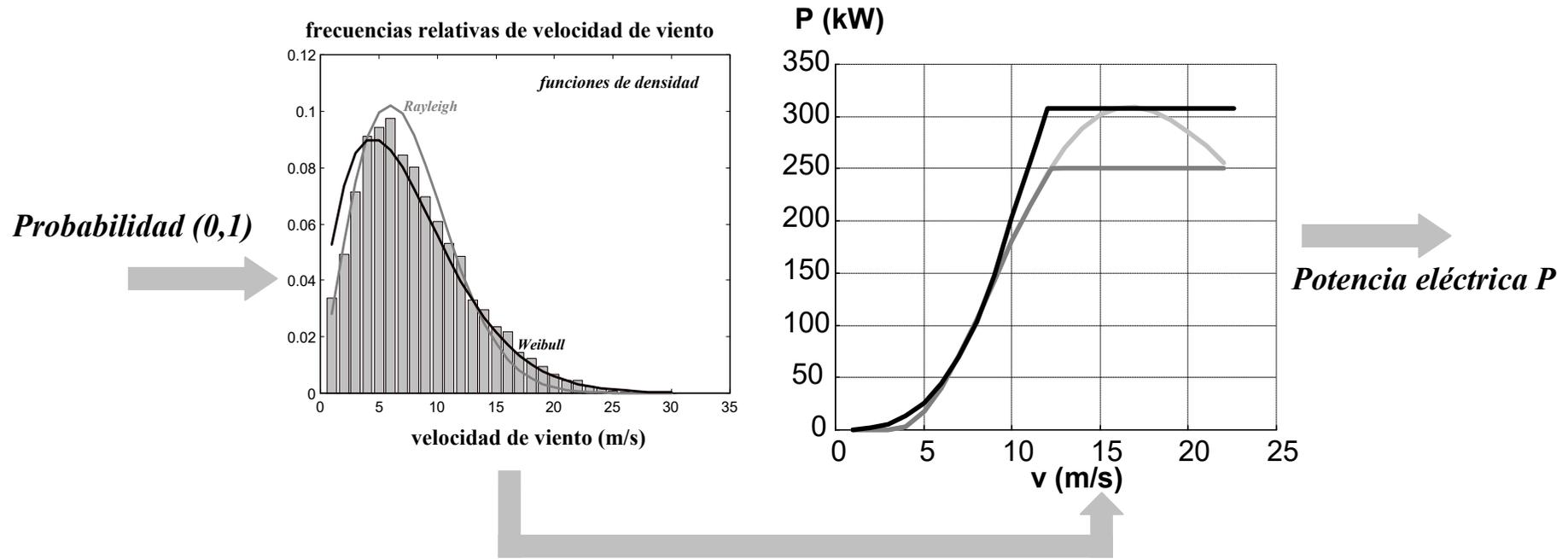


figura 4.8

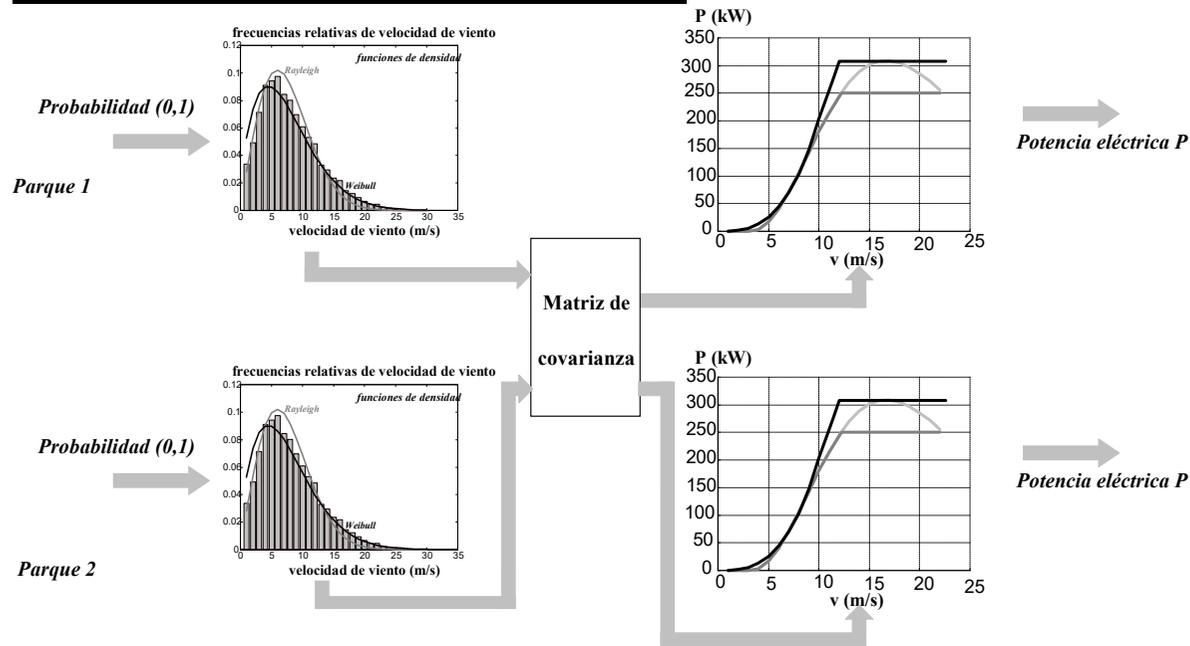
Simulación de la potencia de un parque por el método de Montecarlo



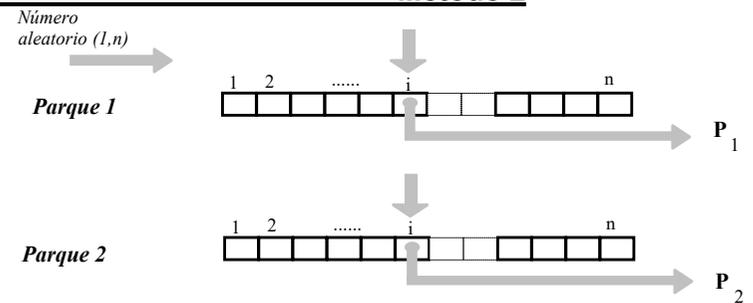
Simulación de la potencia de varios parques por el método de Montecarlo

(Wind speed simulation in wind farms for steady-state security assessment of electrical power systems, A.Fejóo, J.Cidrás y J.L.García Dornelas)

Método 1

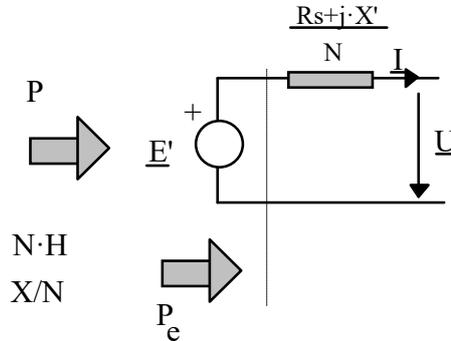


Método 2



Modelo dinámico para evaluación de perturbaciones en la potencia mecánica en parques asíncronos

(Probabilistic model for mechanical power fluctuations in asynchronous wind parks.
J.Cidrás, C.Carrillo y A.Feijóo)



Potencia mecánica P_i de un aerogenerador "i":

$$P_i = P_0 + P_{s,i} \cdot \text{sen}(\theta_i + \Omega_0 \cdot t)$$

Para un parque con N aerogeneradores:

$$P = N \cdot P_0 + \sum_{i=1}^N P_{s,i} \cdot \text{sen}(\theta_i + \Omega_0 \cdot t)$$

$N \cdot P_0$ es la potencia estacionaria del parque que puede ser simulada por Montecarlo.

Todas las máquinas con el mismo valor $P_{s,0}$:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^N P_{s,i} \cdot \text{sen}(\theta_i + \Omega_0 \cdot t) = P_s \cdot \text{sen}(\Omega_0 \cdot t)$$

donde:
$$P_s = \sqrt{\left(\sum_{i=1}^N P_{s,i} \cdot \text{sen}(\theta_i) \right)^2 + \left(\sum_{i=1}^N P_{s,i} \cdot \text{cos}(\theta_i) \right)^2} = P_{s,0} \sqrt{\left(\sum_{i=1}^N \text{sen}(\theta_i) \right)^2 + \left(\sum_{i=1}^N \text{cos}(\theta_i) \right)^2}$$

- Sin fenómeno de sincronismo
- Distribución equiprobable de los ángulos iniciales θ_i ente $(0-2\pi)$

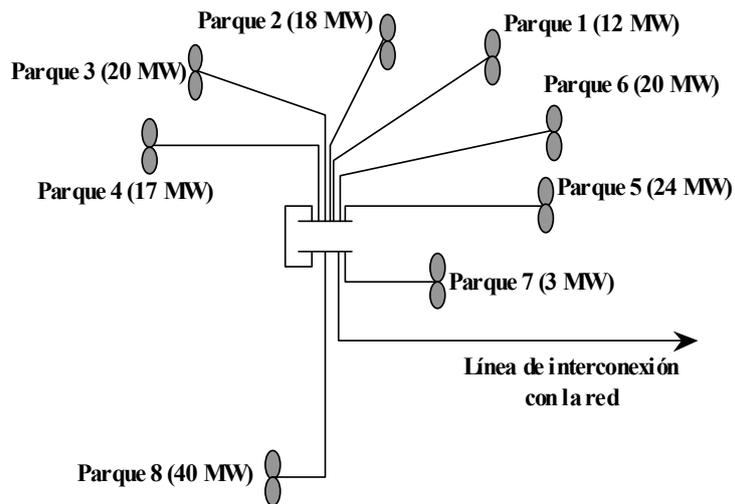
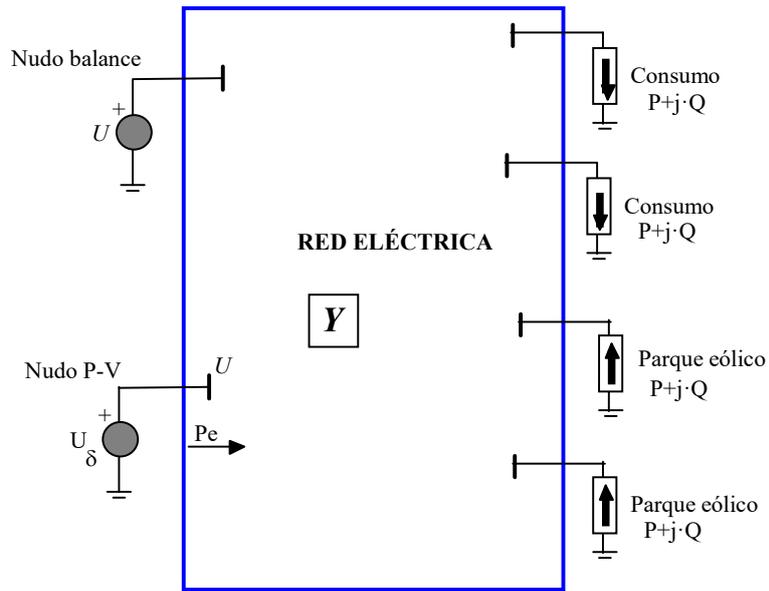
El término P_s^2 es una variable estadística χ^2 con 2 g.l.,

El término P_s es una variable estadística campaniforme de valor:

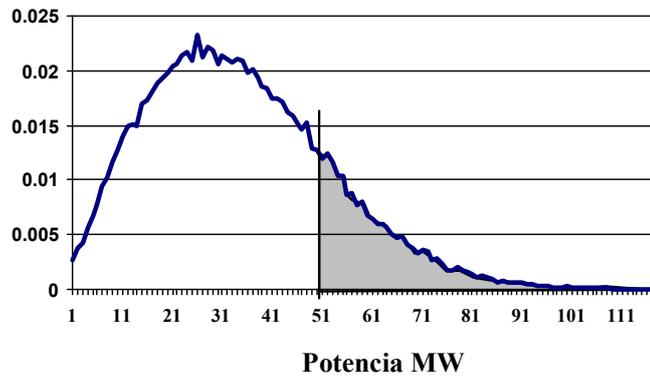
Valor medio
$$M(P_s) \approx 0.9 \cdot \sqrt{N} \cdot P_{s,0}$$

Desviación típica
$$D(P_s) \approx 0.45 \cdot \sqrt{N} \cdot P_{s,0}$$

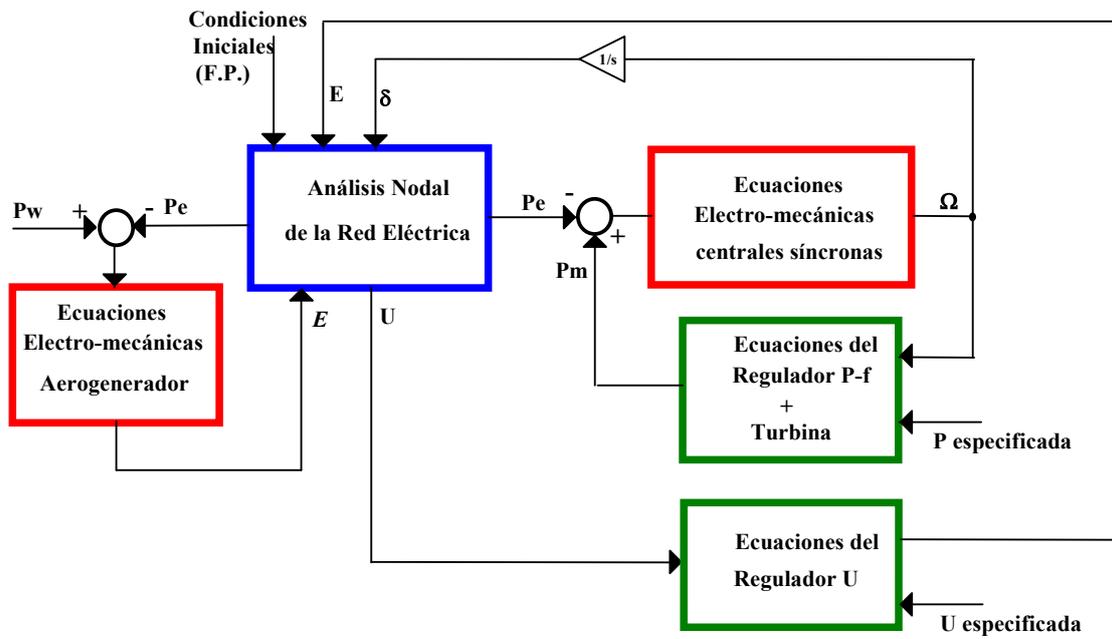
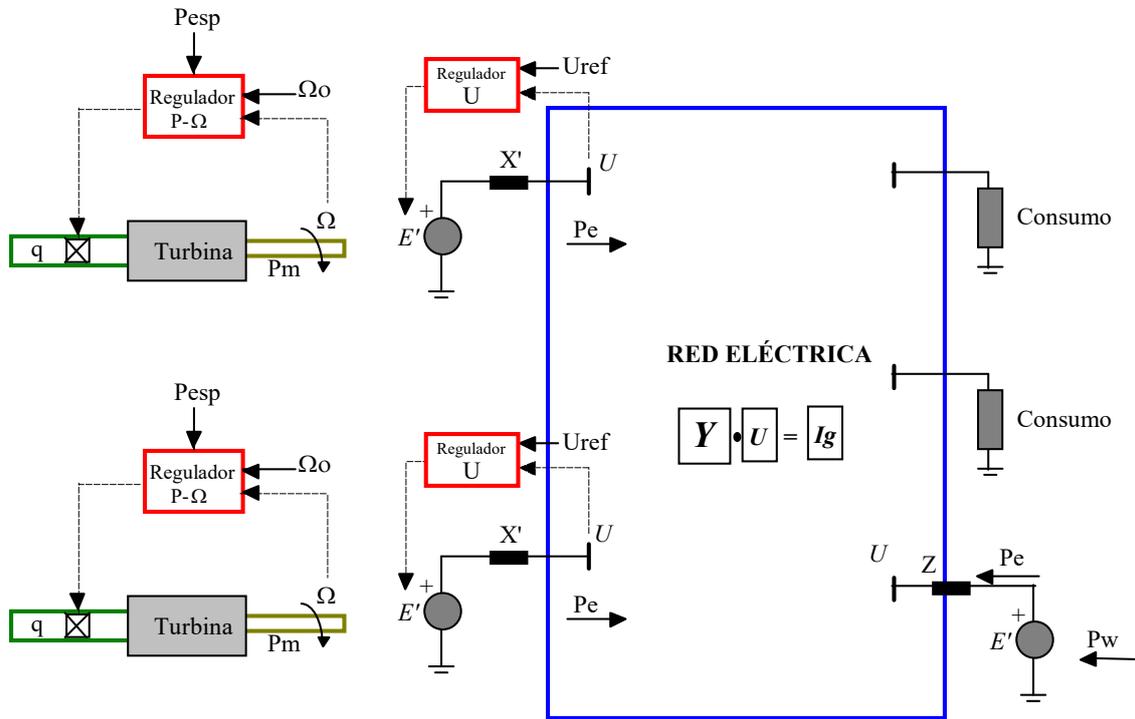
Análisis estacionario



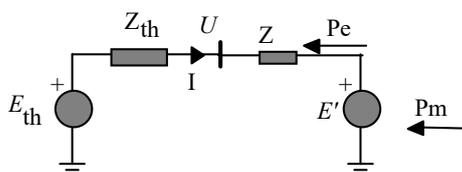
Frecuencia relativa



Análisis dinámico



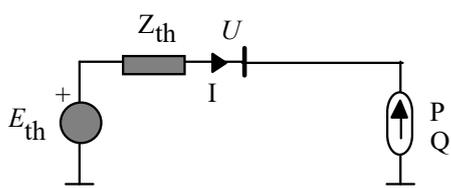
Simplificaciones en el análisis dinámico



$$\frac{d\underline{E}'}{dt} = -j \cdot 2 \cdot \pi \cdot f_0 \cdot s \cdot \underline{E}' - \frac{1}{T'_0} \cdot (\underline{E}' \cdot j \cdot (X - X') \cdot \underline{I}_s)$$

$$P_e = \text{Real}\{\underline{E}' \cdot \underline{I}^*\}$$

$$\frac{ds}{dt} = -\frac{\frac{P_m}{1-s} - P_e}{2 \cdot H}$$



$$P = P_e = P_m$$

$$Q = -X_{cc} \cdot P^2$$

$$P = \frac{-U^2}{Z_{th}} \cdot \cos(\varphi) + \frac{E_{th} \cdot U}{Z_{th}} \cdot \cos(-\delta + \varphi)$$

$$Q = \frac{-U^2}{Z_{th}} \cdot \text{sen}(\varphi) + \frac{E_{th} \cdot U}{Z_{th}} \cdot \text{sen}(-\delta + \varphi)$$

$$\underline{Z}_{th} = Z_{th} \cdot e^{j\varphi}$$

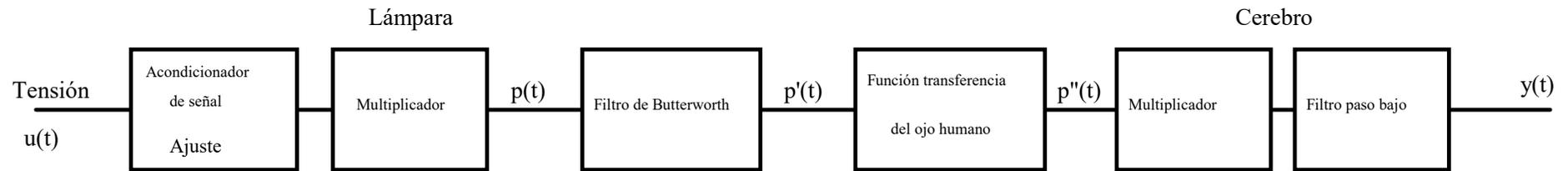
$$\underline{E}_{th} = E_{th} \cdot e^{j\delta}$$

$$\underline{u}_{th} = U_{th} \cdot e^{j0}$$

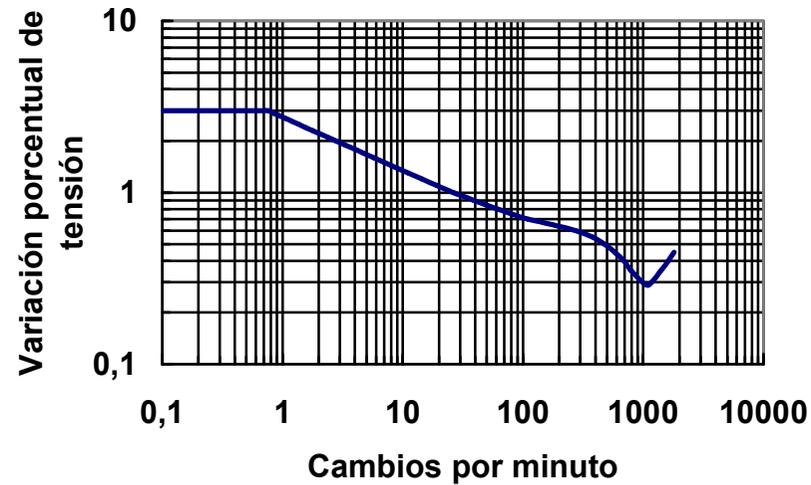
$$U = \sqrt{\frac{E_{th}^2}{2} - P \cdot R_{th} - Q \cdot X_{th} + \sqrt{\left(\frac{E_{th}^2}{2} - P \cdot R_{th} - Q \cdot X_{th}\right)^2 - (P^2 + Q^2) \cdot Z_{th}^2}}$$

$$\underline{Z}_{th} = Z_{th} \cdot e^{j\varphi} = R_{th} + j \cdot X_{th}$$

Medidor de flicker

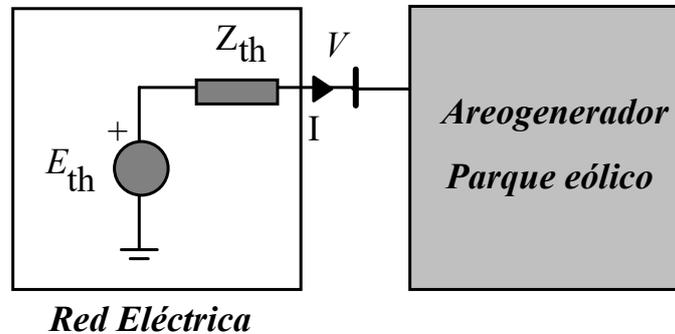


La curva propuesta en la norma IEC 60868 0



Evaluación de perturbaciones emitidas por parques eólicos asíncronos

Modelización del sistema



- Situación sin parque: $P = 0$
- Situación estacionaria: $P = P_0 = N \cdot P_1$
- Potencia fluctuante (senoidal de 1-2 Hz): $\Delta P = \sqrt{N} \cdot P_{s,1} \cdot \text{sen}(\Omega \cdot t)$

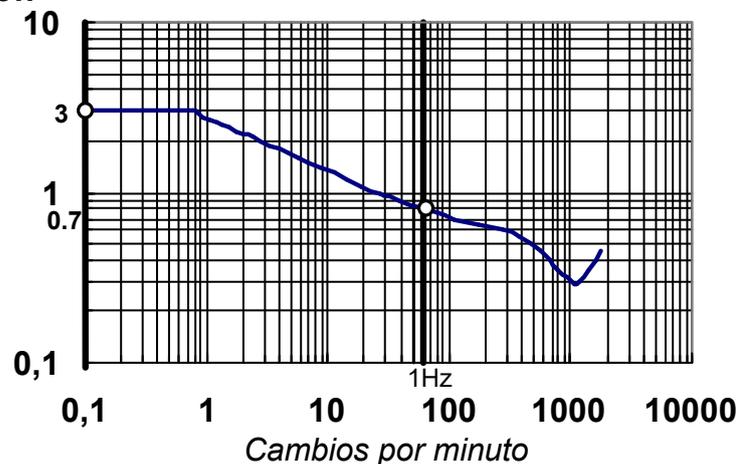
Casos a estudiar

Analizar las variaciones de la tensión se definen por: $\Delta V = \frac{V - V_0}{V_0}$

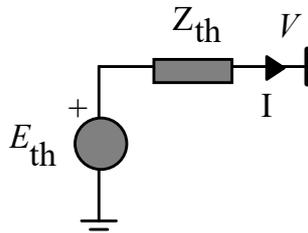
- **Conexión de un aerogenerador a la red:** $P = P_1$ $P = 0$
- **Oscilaciones de potencia mecánica**
- **Desconexión de un parque a la red:** $P = P_0$ $P = 0$

Valores permitido de variación de la tensión IEC 60868-0

Variación porcentual de tensión

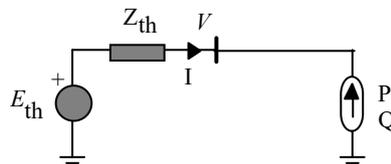


Modelo de la red eléctrica



Modelos del aerogenerador/parque asíncrono

Modelo PQ



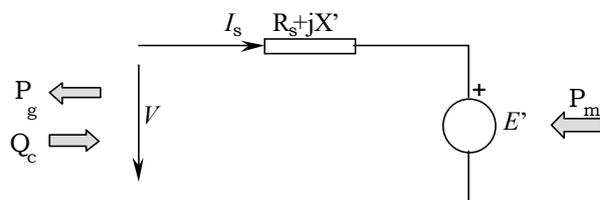
Situaciones de extremas de perturbaciones :

$$P = P_0 + \Delta P = P_0 + \sqrt{N} \cdot P_{s,1} \quad P = P_0 - \Delta P = P_0 - \sqrt{N} \cdot P_{s,1}$$

Situación de máximo cambio de potencia: $P = P_0$ $P = 0$

Situación de conexión de un aerogenerador: $P = P_1$ $P = 0$

Modelo dinámico

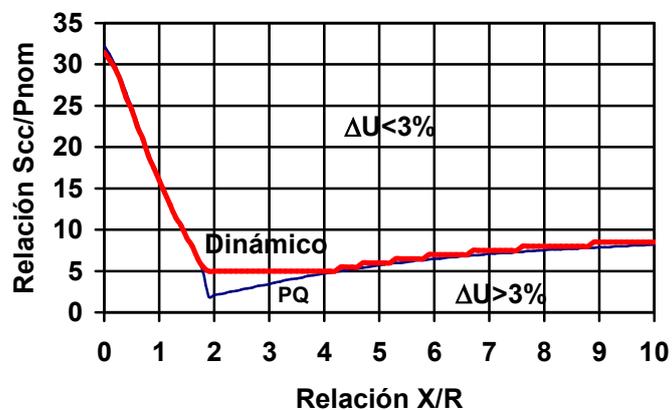


Potencia fluctuante (senoidal de 1-2 Hz): $\Delta P = \sqrt{N} \cdot P_{s,1} \cdot \text{sen}(\Omega \cdot t)$

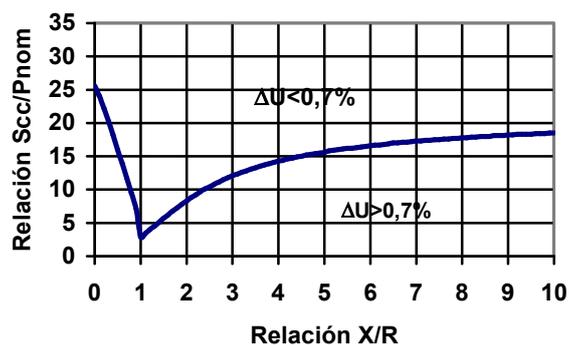
Situación de máximo cambio de potencia: $P = P_0$ $P = 0$

Situación de conexión de un aerogenerador: $P = P_1$ $P = 0$

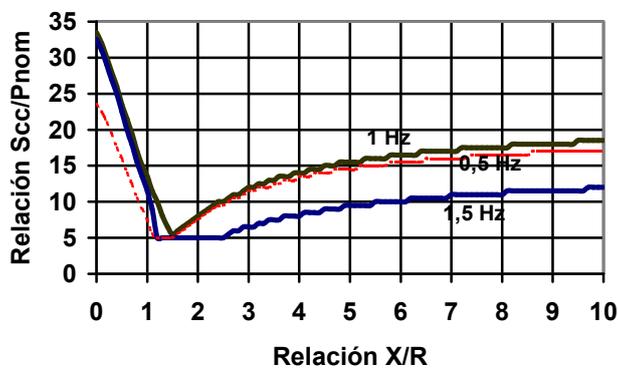
Conexión de un aerogenerador a la red



Oscilaciones de la potencia mecánica

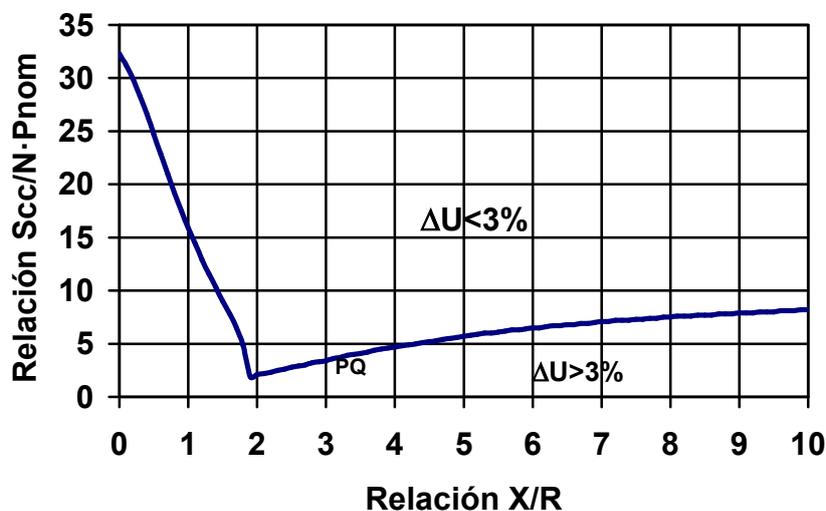


Resultados obtenidos con el modelo PQ para oscilaciones mecánicas



Resultados obtenidos con el modelo dinámico para oscilaciones mecánicas

Desconexión de un parque de la red



Resultados obtenidos para la conexión de parque a la red

Resumen y Conclusiones

Caso	Observaciones
Conexión de un aerogenerador	El modelo PQ da valores similares a los del modelo dinámico, salvo las situaciones de inestabilidad que se no reflejan en el modelo PQ (Las condiciones de inestabilidad pueden ser reducidas con la presencia de arrancadores electrónicos de potencia)
Perturbaciones de la potencia mecánica	El modelo PQ presenta valores muy diferentes a los del modelo dinámico, debido a la influencia que tiene la frecuencia de las perturbaciones en este modelo. Por lo tanto, el modelo adecuado es el dinámico. (Par el caso de redes de media dimensión puede ser adecuado la simulación dinámica de la red, con la finalidad de analizar su variación de frecuencia)
Desconexión de un parque	El modelo PQ es adecuado, puesto se considera que el parque está inicialmente conectado. (Para redes de media dimensión puede ser necesario el modelado dinámico de toda la red, con la finalidad de estudiar problemas de seguridad dinámica en los otros generadores y de variaciones en la frecuencia de la red)

Normativas sobre la generación eólica

(A comparison of different european wind energy related standards. A.Feijóo y J.Cidrás)

Normativa española

- **El factor de potencia** de la energía suministrada **no será inferior a 0.86** de la potencia nominal.
- **En la conexión de un generador asíncrono** se deberán respetar los siguientes límites:
 - **La caída de tensión será como máximo del 5% de la tensión nominal.**
 - En el caso de generadores eólicos, la frecuencia de **las conexiones será como máximo de tres por minuto**, siendo el límite de la caída de tensión del 2%.
- **Para limitar las intensidades en el momento de la conexión**, así como las caídas de tensión a los valores indicados, se emplearán los dispositivos adecuados. Entre los que pueden utilizarse para la limitación de la sobreintensidad de conexión de un generador asíncrono, se pueden citar:
 1. **Utilización de reactancias de limitación** entre el generador y la red, reactancias que se ponen en cortocircuito una vez finalizado el régimen transitorio.
 2. **Autoexcitación en vacío por medio de condensadores** y conexión a red mediante un equipo de sincronización adecuado.
- **En los generadores eólicos, para evitar las fluctuaciones de tensión debidas a las fluctuaciones rápidas de la velocidad de viento, la potencia de estos generadores no será superior a 1/20 de la potencia de cortocircuito de la red en el punto de conexión.** Esta medida está establecida sobre la base de criterios de limitación de caída de tensión.
- **La conexión de un aerogenerador a la red eléctrica** no se realizará hasta que éste haya alcanzado una velocidad de:
 1. **90 a 100% de la velocidad de sincronismo** si su potencia es menor de 1 kVA.
 2. **95 a 100% de la velocidad de sincronismo** si su potencia es mayor de 1 kVA.

Normativa en Dinamarca

El documento *Connection of wind turbines to low and medium voltage networks*

Documento danés en el que se **establecen requisitos para generadores eólicos y requisitos que han de cumplir las redes en los que estos se conectan.**

En la parte relativa a los generadores eólicos establece los datos más relevantes **para poder evaluar el impacto de generadores eólicos sobre la calidad de onda de la red.** También establece las protecciones de las que han de disponer tales generadores.

En lo que se refiere a la **compensación de energía reactiva, establece la diferencia entre las situaciones de no compensación y las de compensación.** Cuando se trabaja en vacío, no han de consumirse más de 10 kVAR. En general, en el caso de producción, deberá proveerse a los generadores eólicos con la batería de condensadores adecuada.

En lo que se refiere a **calidad de onda, concede importancia al flicker.** En este sentido diferencie entre el flicker emitido durante la conexión y el emitido en operación continua, evaluados de distinta forma.

Menciona también la **emisión de corrientes armónicas e interarmónicas.**

Normativa en Alemania

- La directiva *Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen mit dem Mittelspannungsnetz des Elektrizitätsversorgungsunternehmens: technische Richtlinie*

(Guía técnica sobre interconexión de instalaciones autogeneradoras en la red de media tensión).

- La directiva *Grundsätze für die Beurteilung von Netzurückwirkungen* (Sobre principios de evaluación de interferencias en la red)

La directiva *Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen mit dem Mittelspannungsnetz des Elektrizitätsversorgungsunternehmens: technische Richtlinie*

(Guía técnica sobre interconexión de instalaciones autogeneradoras en la red de media tensión).

Esta directiva técnica se refiere a **instalaciones autogeneradoras que vierten su energía a la red de media tensión.**

En relación con la energía reactiva el documento establece que puede ser obligatoria su compensación. Advierte de que debe fijarse como objetivo la consecución de un **factor de potencia próximo a 1 y en cualquier caso por encima de 0.8 inductivo, pudiéndose llegar a 0.9 capacitivo.** Debido a que los generadores asíncronos sólo se conectan a la red en estado desexcitado, obliga a la **conexión de los condensadores después de haber conectado los generadores.** En la desconexión deberán desconectarse simultáneamente con las máquinas.

En lo referente a **las condiciones de conexión** establece que la **conexión de generadores ha de producir caídas de tensión no superiores al 2% en el punto de conexión.**

Dependiendo de la **potencia de cortocircuito de la red en el punto de conexión**, S_{kV} , puede calcularse la **potencia máxima de un generador eólico**, S_{rG} , en la **instalación autogeneradora mediante la ecuación siguiente:**

$$S_{rG} = \frac{S_{kV}}{50k}$$

donde los valores de **k** han de ser los siguientes, siendo I_a la intensidad máxima e I_r la intensidad nominal:

- **k=1 para el caso de generadores síncronos con convertidores electrónicos.**
- **k=2 para el caso de generadores asíncronos que se conectan a la red en un margen de velocidades entre el 95% y el 105% de la de sincronismo.**
- $k = \frac{I_{max}}{I_r}$ **para el caso de generadores eólicos para los que se expidió en su día un certificado tipo *Technische Richtlinien zur Bestimmung der Leistungskurve, des Schalleistungspegels und der Netzverträglichkeit von Windkraftanlagen*. Esta otra directiva se comenta más adelante. El valor de I_{max} está definido en ese documento como la intensidad máxima en cualquiera de las tres líneas en un período.**
- $k = \frac{I_a}{I_r}$ **para el caso de generadores asíncronos arrancados como motores.**
- **k=8 para el caso de que no se conozca el valor de I_a .**

En el caso particular de **conexión de generadores asíncronos que no son arrancados desde la red como motores**, se establece como velocidades en el momento de la conexión, cualquiera de las que se encuentren en el margen que va desde **95 hasta 105% de la velocidad de sincronismo.**

Se contempla también la posibilidad de **conexión de generadores asíncronos autoexcitados.**

En lo relativo a **perturbaciones**, la directiva establece que los efectos producidos por una instalación autogeneradora sobre la red han de limitarse de manera que otros usuarios no resulten afectados.

Desde el punto de vista de las perturbaciones puede decirse que básicamente una instalación autogeneradora puede conectarse a la red eléctrica, si la relación de **potencia de cortocircuito de la red en el punto de conexión a la potencia de la instalación es superior a 500**.

Para juzgar la posibilidad de conexión de uno o más elementos autogeneradores en un determinado punto de conexión establece en cualquier caso los siguientes criterios:

- **Variación de tensión:** $\Delta U \leq 2\% U_n$
- **Emisión de flicker:** $A_{lt} \leq 0,1$

El factor de perturbación a largo plazo A_{lt} de una instalación autogeneradora lo establece por:

$$A_{lt} = \left(c \frac{S_{rG}}{S_{kV}} \cos(\psi_k + \phi_i) \right)^3$$

- La potencia de cortocircuito, S_{kV} .
- La potencia del generador, S_{rG} .
- La constante de flicker, c .
- El ángulo de la impedancia de cortocircuito ψ_i
- Factor de potencia del aerogenerador θ_i

La constante de flicker, c , así como el ángulo ϕ_i se señalan como las características más importantes de la máquina, de forma que, o bien el fabricante, o bien una institución cualificada para ello, deben certificar esos valores. En este sentido la directiva recomienda seguir las recomendaciones de *Technische Richtlinien zur Bestimmung der Leistungskurve, des Schalleistungspegels und der Netzverträglichkeit von Windkraftanlagen*, según las cuales, la constante de flicker, c , se obtiene ensayando la máquina frente a una red de 20 kV de tensión nominal, con una potencia de cortocircuito de 120 MVA, y un ángulo de la impedancia de red de 50°.

Según esta directiva, si la constante de flicker adopta valores inferiores a 20, entonces se cumplen las condiciones más exigentes para la conexión de máquinas.

Finalmente, propone el cálculo de la constante de flicker de un grupo de máquinas cuando éstas inyectan su potencia en el mismo punto de conexión en la red de media tensión, según:

$$c_{\text{res}} = \frac{\sqrt{\sum_i (c_i S_{rGi})^2}}{\sum_i S_{rGi}}$$

siendo c_i la constante de flicker de la máquina i y S_{rGi} su potencia nominal.

Evidentemente, en el caso de que todas las máquinas sean iguales se verifica que:

$$c_{\text{res}} = \frac{c}{\sqrt{n}}$$

con lo que surge aquí ya el concepto de suma de perturbaciones mediante la raíz de n .

La directiva *Grundsätze für die Beurteilung von Netzrückwirkungen* **(Sobre principios de evaluación de interferencias en la red)**

En este documento se establecen, entre otras posibles causas de variaciones de tensión en la red, **las conexiones de motores de potencias elevadas.**

Se dan **indicaciones para estimar las variaciones de tensión producidas por conexiones y desconexiones de cargas a la red, así como indicaciones para calcular el nivel de flicker emitido por varias cargas en conjunto**, conocido el nivel emitido por cada una de ellas, según la ecuación:

$$A_{\text{ges}} = A_1 + A_2 + \dots$$

siendo A_{ges} el nivel de flicker emitido por el conjunto y A_1, A_2, \dots , los niveles emitidos por las cargas 1, 2, ...

Por lo demás, el documento establece **una tabla de valores** indicativos, de niveles de emisión de flicker permisibles para cargas que puedan perturbar la red, tabla que se ofrece a continuación. En ella, el valor de D es el de la variación de tensión relativa.

	A _{lt}	A _{st}	D
<i>En la red</i>			
BT	0,4	1	
MT	0,3	0,75	
AT	0,2	0,5	
<i>Emitido por usuarios</i>			
	0,05	0,02	0,03
BT	0,05	0,02	0,03
MT	0,05	0,02	0,03
AT			

Como **medidas de apoyo a la minimización del flicker** propone:

- En general:
 - **Conexión de la instalación en cuestión a puntos de potencia de cortocircuito suficiente**
 - **Instalación de compensadores de potencia reactiva dinámicos.**
- En el caso particular de motores:
 - **Motores con devanados amortiguadores.**
 - **Limitación de corriente de arranque.**
 - **Instalación de arrancadores suaves.**
 - **Instalación de volantes de inercia** para amortiguar los efectos de las variaciones periódicas.

Otros documentos e instituciones

A nivel europeo **la red MEASNET** trabaja en un documento sobre procedimientos de medida de calidad de suministro. **La red MEASNET es una red europea formada por institutos que se dedican a la medida.** Sus miembros son **CIEMAT (España), CRES (Grecia), DEWI (Alemania), ECN (Holanda), NEL (Reino Unido), RISO (Dinamarca) y WINDTEST (Alemania).** Los institutos de la red MEASNET trabajan en conjunto, **homologando mutuamente sus certificaciones.**

Los miembros de MEASNET están ya de acuerdo en el establecimiento de criterios para las medidas de calibración de anemómetros, ruido, curvas de potencia y calidad de suministro. En lo referente a calidad de suministro, la red MEASNET aconseja guiarse por las recomendaciones hechas por los institutos alemanes, en tanto no exista una normativa europea específica, por tener ellos mayor experiencia en la actualidad.

instituto alemán DEWI : La guía técnica *Technische Richtlinien zur Bestimmung der Leistungskurve, des Schalleistungspegels und der elektrischen Eigenschaften von Windenergieanlagen*

Se trata de una guía editada por el **instituto alemán DEWI** en conjunto con otros **institutos dedicados a la medida y certificación**, referente a la determinación de **curvas de potencia, niveles de ruido y compatibilidad electromagnética con relación a generadores eólicos.** Esta guía es una **normativa específica para las regiones del norte de Alemania**, según la que se pretende promocionar sólo la instalación de generadores eólicos que cumplan especificaciones establecidas por ella.

Y ya fuera de Europa, en **Estados Unidos**, existe una guía de recomendaciones editada por el **IEEE**, cuyo título es *IEEE recommended practice for the electrical design and operation of windfarm generating stations*. Contiene información sobre el diseño y procedimientos de interconexión de parques eólicos a la red eléctrica, sobre sistemas de monitorización, sistemas de protección y operaciones de seguridad para personal y equipo.

La norma IEC 61400 1

La norma IEC 61400 1 es específica para sistemas de generación eólica. La norma establece que toda la **ingeniería concerniente a sistemas de control eléctricos, mecánicos o estructurales de generadores eólicos debe seguir los requisitos allí establecidos en lo referente a diseño, fabricación y gestión.**

Los apartados más importantes son los que se comentan a continuación:

Información que debe dar el fabricante de la máquina

El fabricante de un generador eólico debe aportar la información concerniente a su potencia nominal, velocidad de referencia (parámetro que ayuda a establecer la clase del aerogenerador), rango de velocidades de operación, rango de temperaturas de operación, clase de turbina y modelo y número de serie.

En cuanto a la **clase del generador** cabe mencionar que los clasifica en generadores de clase I a IV, en función de su velocidad de referencia, y generadores de la clase S o especiales. Un ejemplo de estos últimos son los preparados para instalar fuera de costa (*off-shore*).

Condiciones de funcionamiento

En este punto se hace constar que para los aerogeneradores de las **clases I a IV ha de asumirse la distribución de Rayleigh como distribución de velocidades medias de viento cada 10 minutos**, pudiéndose tomar la de Weibull para la clase S.

Establece modelos y consideraciones sobre: variación de la velocidad de viento con la altura, turbulencias, ráfagas, cambios de dirección de viento, estimación de velocidades extremas y criterios de estimación de la cortadura.

Otras condiciones ambientales

La norma advierte sobre condiciones que deben tenerse en cuenta en el diseño de aerogeneradores, como son: temperatura (de -20 a 50 °C para las clases I a IV, mientras que recomienda consultar la IEC 60721 2 1 en el caso de clase S), humedad, densidad del aire, radiación solar, lluvia, nieve, hielo, granizo, sustancias corrosivas, partículas, rayos, terremotos y salinidad del ambiente.

Existen consideraciones adicionales para los equipos de instalación fuera de costa.

Diseño estructural

Hace consideraciones de cargas y sobre sistemas de control y protección. Establece que debe controlarse mediante algún medio activo o pasivo el funcionamiento del aerogenerador dentro de los límites en cuanto a limitación de potencia, velocidad de rotor, etc.

El sistema eléctrico

La norma define el sistema eléctrico como:

- **Todo el equipo eléctrico instalado en el aerogenerador individual**, incluyendo el interruptor principal.
- **El equipo** mediante el que se toma **la potencia** de todos y cada uno de los aerogeneradores del sistema, **para ser inyectada en la red.**

Establece requisitos relativos al equipo, así como condiciones de seguridad y relacionadas con **la compatibilidad electromagnética, protecciones contra contactos directos e indirectos.**

Sobre **dispositivos de protección** dice que un sistema de aerogeneradores debe estar provisto de **protecciones contra sobretensiones y subtensiones, sobreintensidades, inversión de fases, sobrefrecuencia y subfrecuencia.** Establece la **obligatoriedad de proveer a las máquinas con baterías de condensadores** con el adecuado interruptor y protegerlas de la posibilidad de autoexcitación.

Establece **también limitaciones en cuanto a emisión de armónicos.**

Otros temas de interés

La norma también establece procedimientos de **montaje, condiciones de instalación, condiciones de accesibilidad al lugar de instalación, condiciones del entorno, de almacenamiento, sistemas de anclaje, grúas necesarias.** Al mismo tiempo establece **normas de generación y mantenimiento.**

La norma IEC 61400 2

La norma IEC 61400 2 es una parte de la norma IEC 61400 relativa a requisitos mínimos de seguridad en generadores eólicos de pequeño tamaño.

Por tales aerogeneradores se entiende aquéllos en los que la superficie barrida por el rotor es menor de 40 m² y que generan a tensiones menores de 1000 V o 1500 V en continua.

La norma hace consideraciones sobre el diseño estructural, los sistemas de protección, elementos de soporte, sistema eléctrico y ensayos.

Además establece que todo tipo de aparatos utilizados en la instalación eléctrica deben cumplir las recomendaciones IEC 61000 referentes a compatibilidad electromagnética.

Documentos futuros

Se espera la publicación de un nuevo documento IEC a lo largo del año 2001. Se trata del documento IEC 61400 21, cuyo título propuesto hasta el momento es *Measurement and assessment of power quality characteristics of grid-connected wind turbines*.

Este documento establecerá criterios de ensayo de generadores eólicos para poder predecir las características de la potencia entregada por tales máquinas en cualquier red eléctrica, en lo que se refiere a la calidad de onda.