

Meteorologische Grundlagen zur effektiven Windkraftnutzung

Stefan Emeis
stefan.emeis@kit.edu

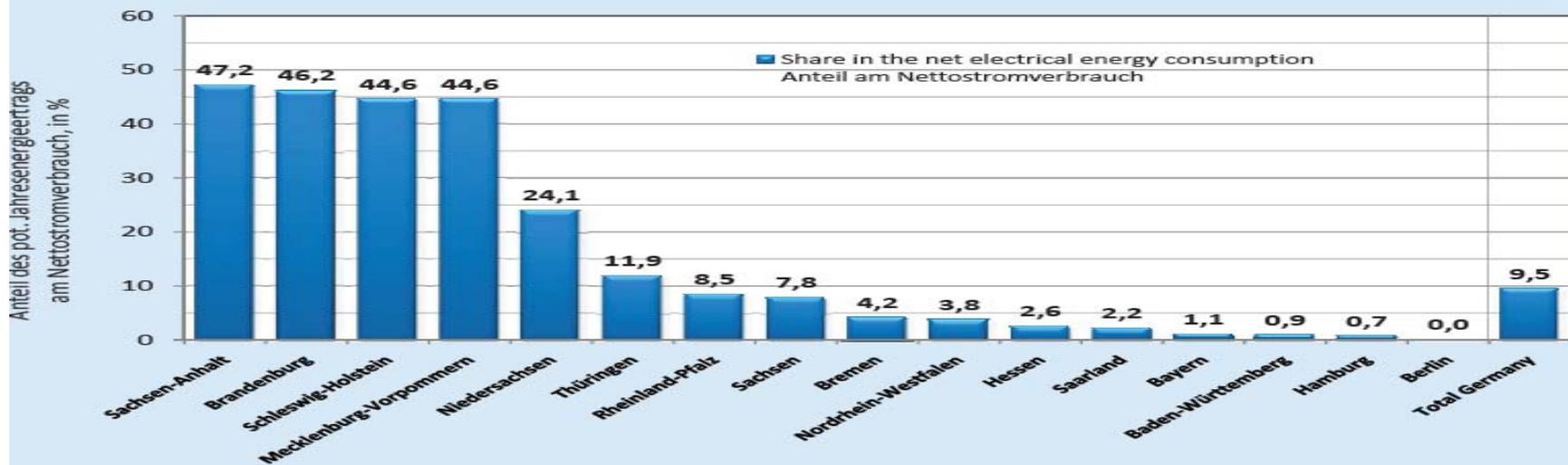
INSTITUTE OF METEOROLOGY AND CLIMATE RESEARCH, Atmospheric Environmental Research



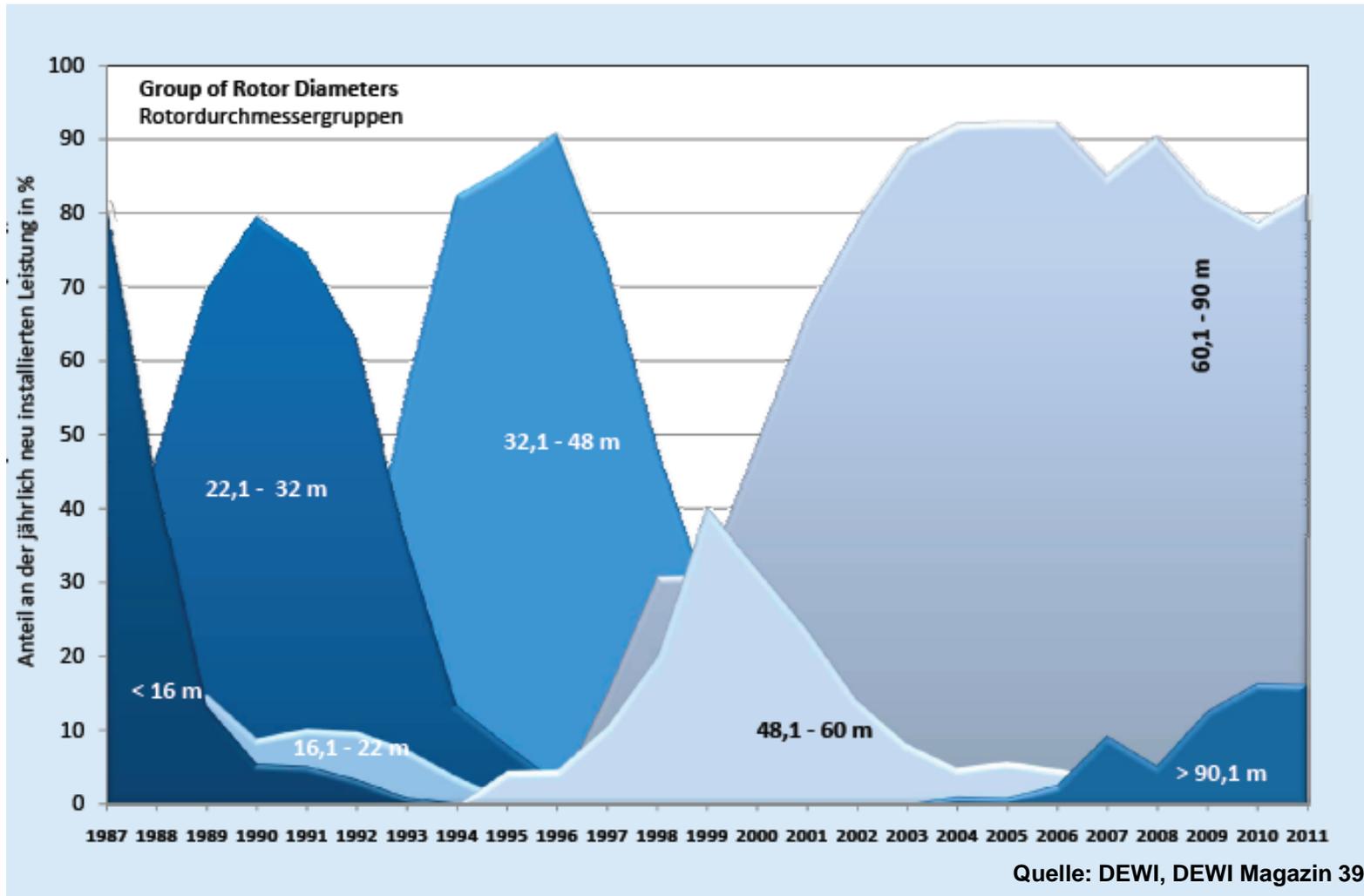
Windenergienutzung in Deutschland (30. Juni 2011)

Zahl der Windkraftanlagen:		21917
davon offshore	54	
installierte Leistung:		27981 MW
davon offshore	210 MW	
durchschnittliche Leistung pro Turbine		1,28 MW
davon die in 2011 installierten	2,23 MW	
davon die offshore-Turbinen	3,89 MW	

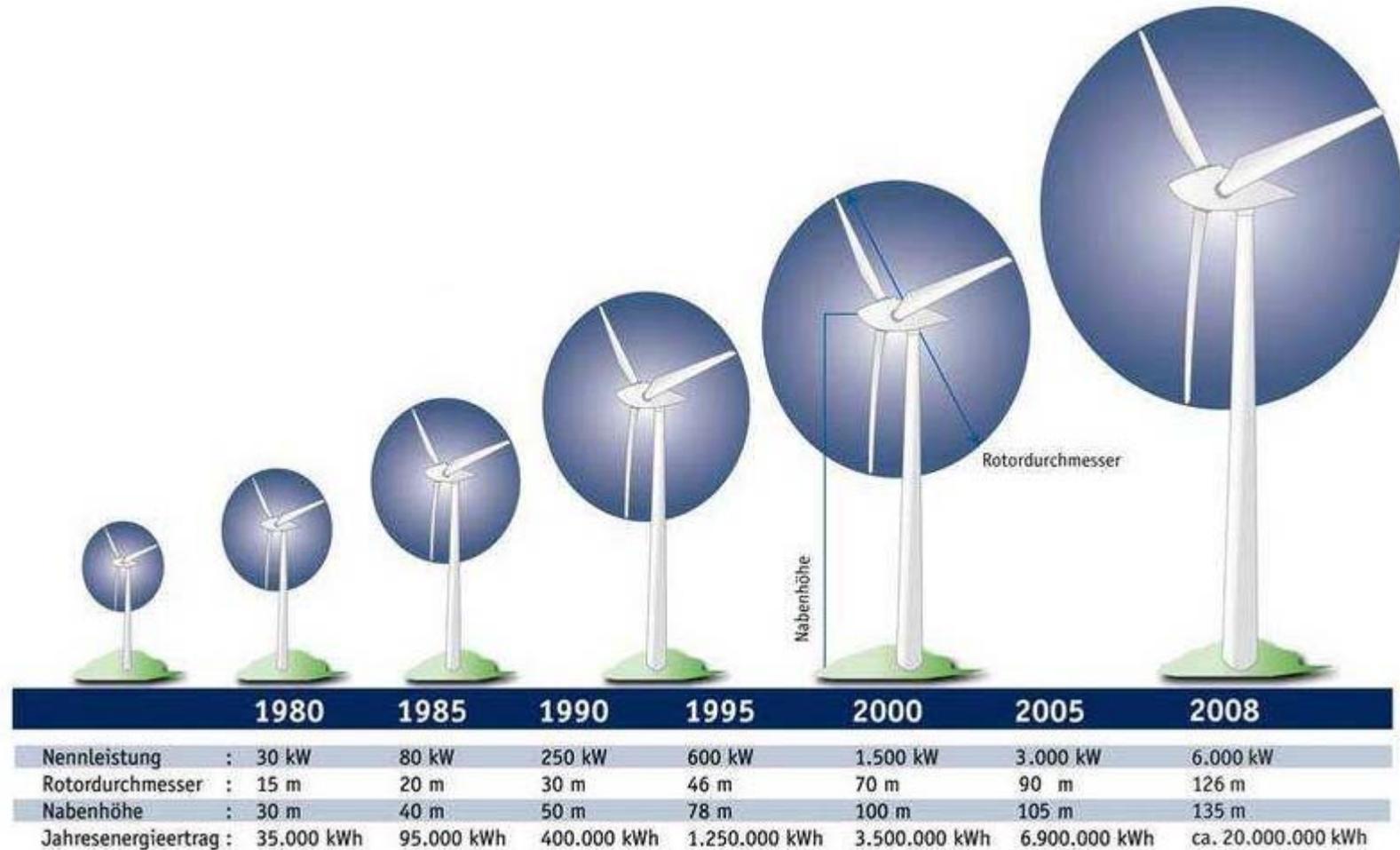
Quelle: DEWI, DEWI Magazin 39



Rotordurchmesser von WKA



Rotordurchmesser von WKA



Quelle: BWE

erster deutscher offshore-Windpark alpha ventus



Quelle: www.alpha-ventus.de

$$P \leq \frac{16}{27} \frac{1}{2} \rho A v^3$$

P	Leistung	W
ρ	Luftdichte	kg m^{-3}
A	Rotorfläche	m^2
v	Windgeschw.	m s^{-1}
16/27	Betz' Faktor	-

aber ist es wirklich so einfach? ...

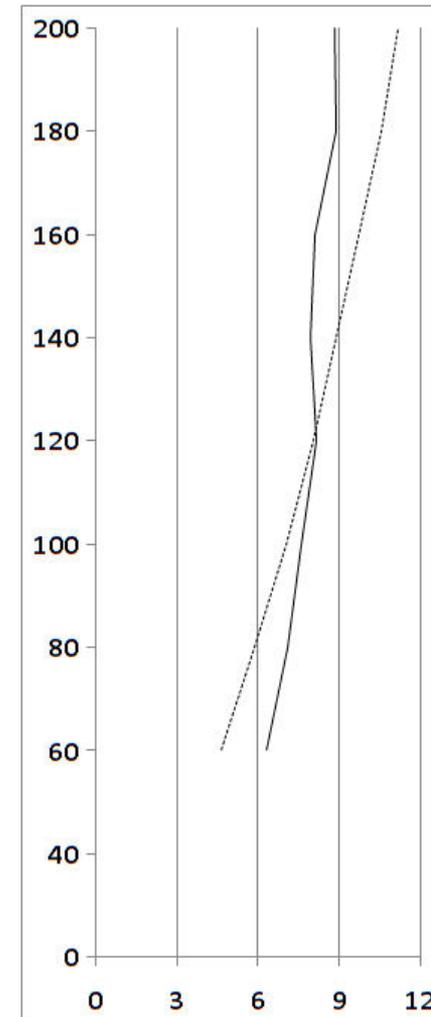
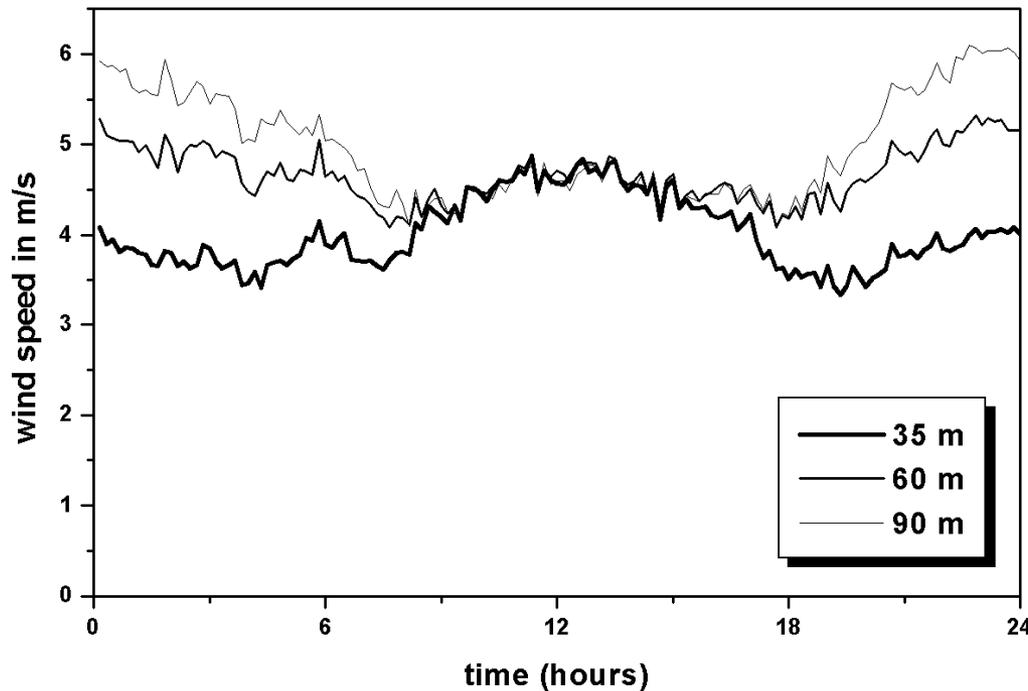
Meteorologische Phänomene, die die Energieerzeugung aus dem Wind beeinflussen (Erträge und Lasten)

Phänomen	Einfluss auf Erträge	Einfluss auf Lasten
vertikales Windprofil	wächst mit wachsender Nabenhöhe	wächst mit wachsender Nabenhöhe
Inversionen		differentielle Lasten
low-level jets	nächtliches Maximum	nächtliches Maximum
Extremwinde	Turbinenabschaltung	extreme Lasten, sofortige Schäden
Turbulenzintensität/ Varianz der 10 min- Mittelwerte	höhere Erträge verkürzte Nachläufe	höhere Lasten
vert. Turbulenzprofil		differentielle Lasten

Low level jets

Tagesgang der Windgeschwindigkeit in drei Höhen (aus SODAR-Messungen)

MiniSODAR, flat terrain, April 1999



**SODAR-
RASS-
Messungen**

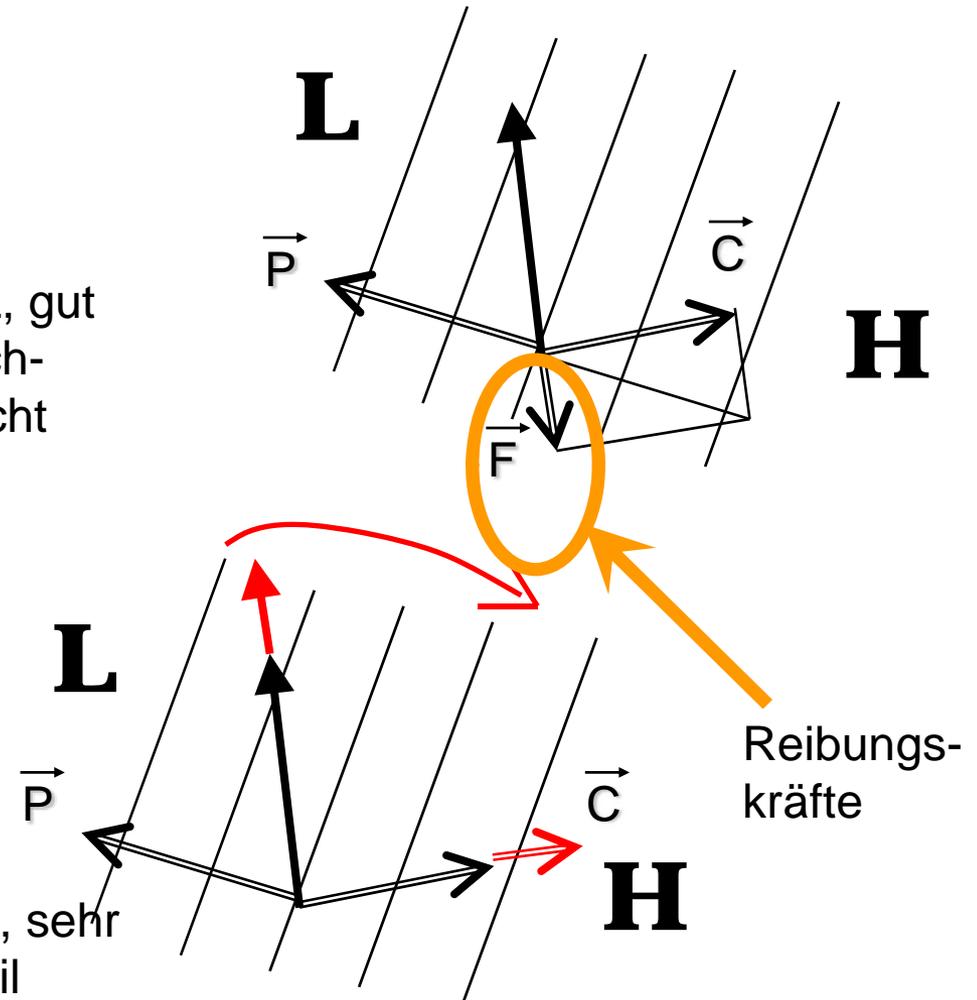
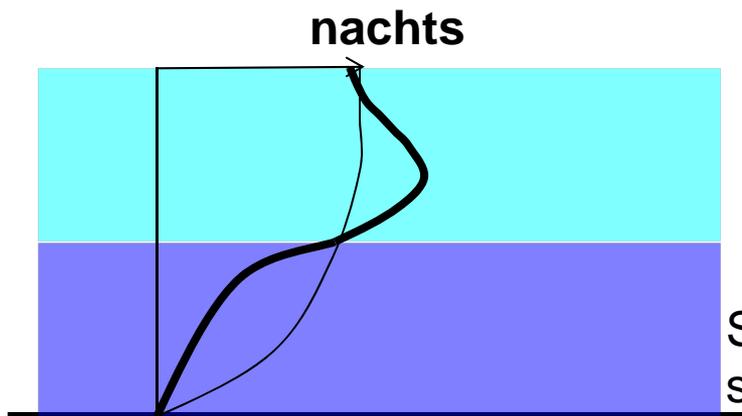
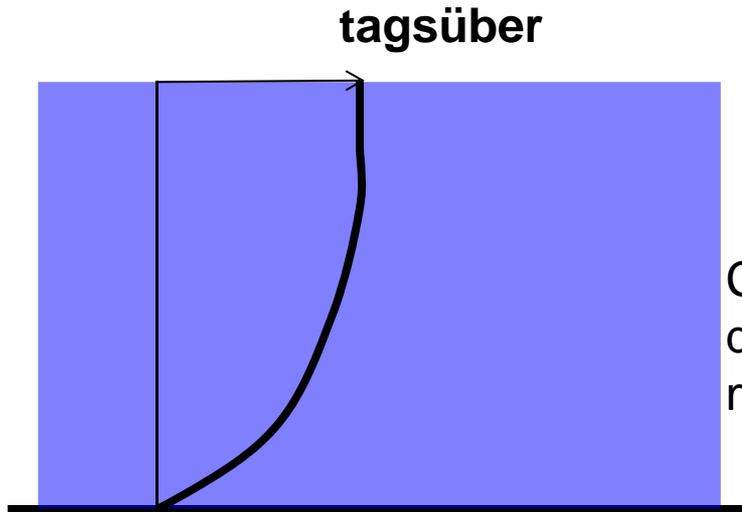
**gemittelte
Profile
(m/s)**

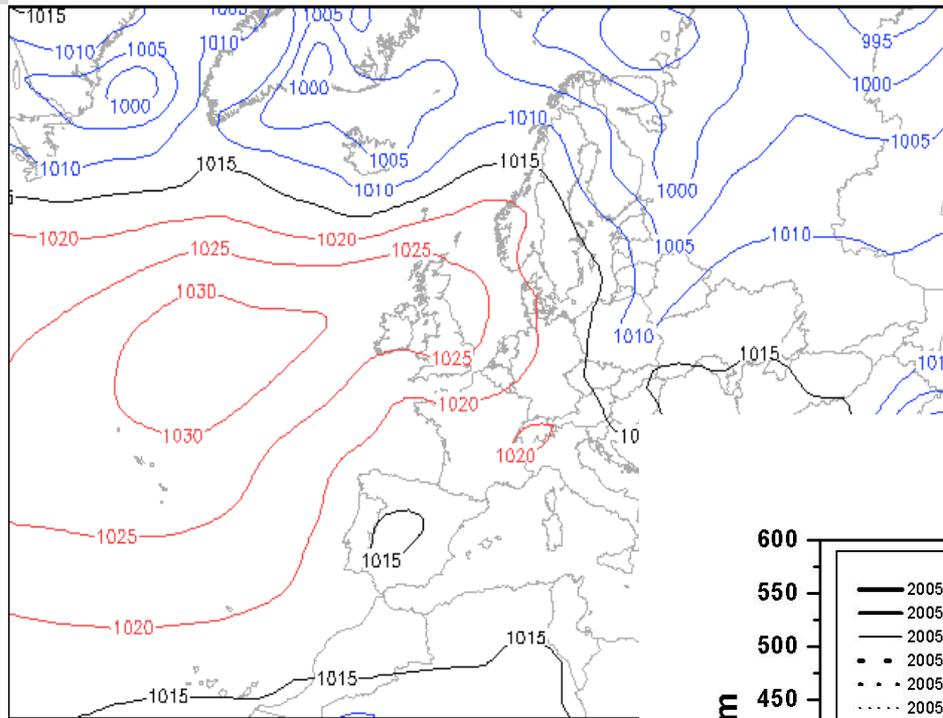
**tagsüber
und nachts**

9. Mai 2011

**HH-
Billwerder**

Nächtlicher low-level jet und Drehung der Windrichtung (Nordhemisphäre)

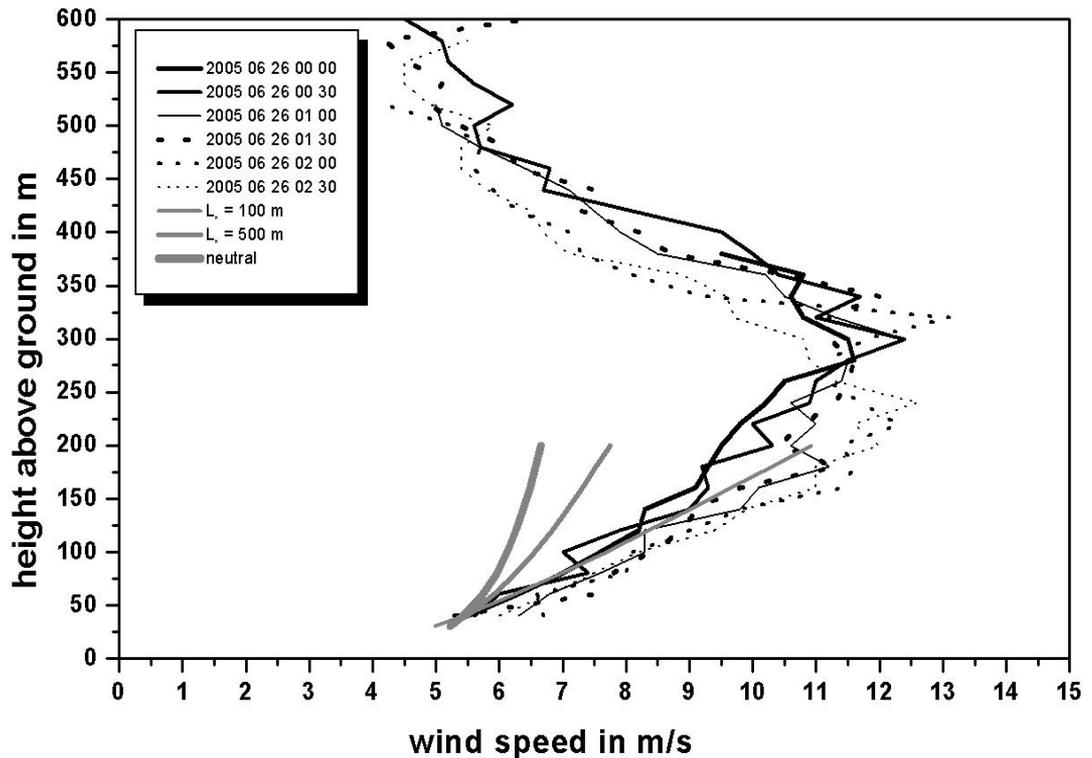


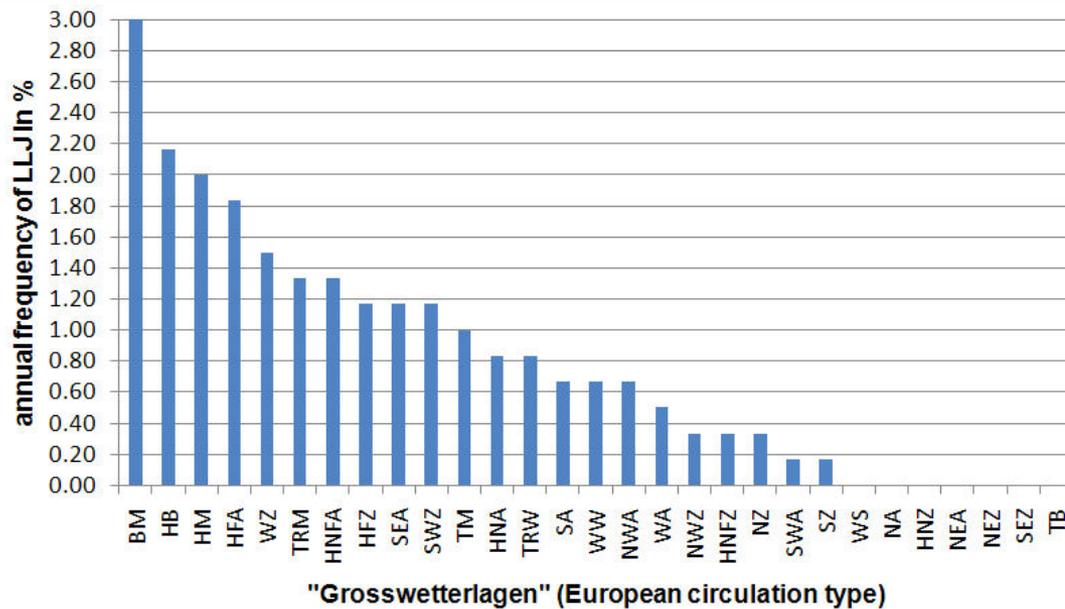


LLJ

Bodendruck GFS (hPa) So 26.06.05 00
WetterOnline

26. Juni 2005 Paris, Ch. de Gaulle airport SODAR-Messungen





Häufigkeit von LLJ über Hannover für 20 Monate in den Jahren 2001 bis 2003

insgesamt in 23.17% aller Nächte

Großwetterlagen (GWL):

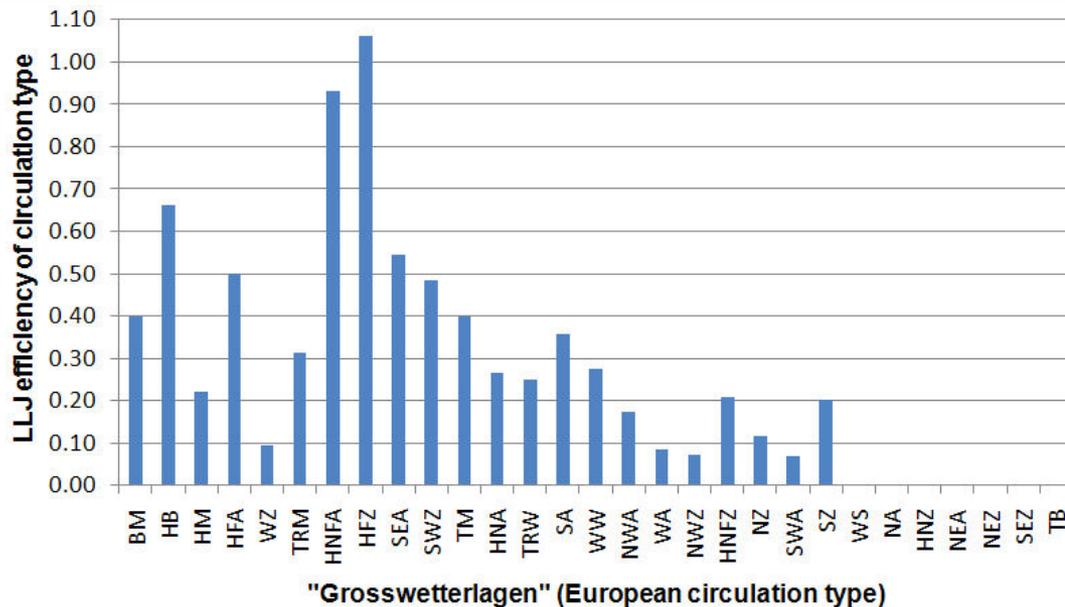
BM Brücke Mitteleuropa
HB Hoch Britische Inseln
HM Hoch Mitteleuropa

...

HFZ Hoch Fennoskand. zykl.
HNFA Hoch Nordatl. Fennosk. antizykl.

...

“Effizienz” einer GWL einen LLJ über Hannover hervorzurufen für 20 Monate in den Jahren 2001 bis 2003



Schlussfolgerung 1:

bei größeren Nabenhöhen:

nachts mehr Ertrag als tagsüber

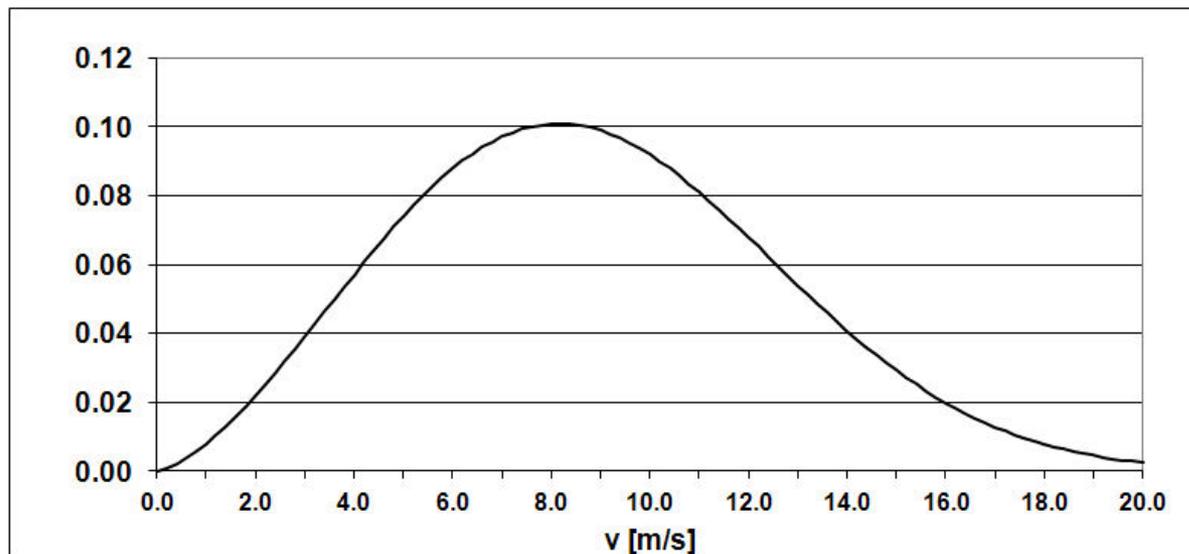
LLJ-Häufigkeitsstatistik sollte zur Standortbeurteilung dazugehören

Varianz der 10 min-Mittelwerte

Weibull-Verteilung:

$$F(x) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{x}{A}\right)^k\right)$$

mit Skalenfaktor **A** und Formfaktor **k**



A = 10

k = 2,5

Weibull-Verteilung:

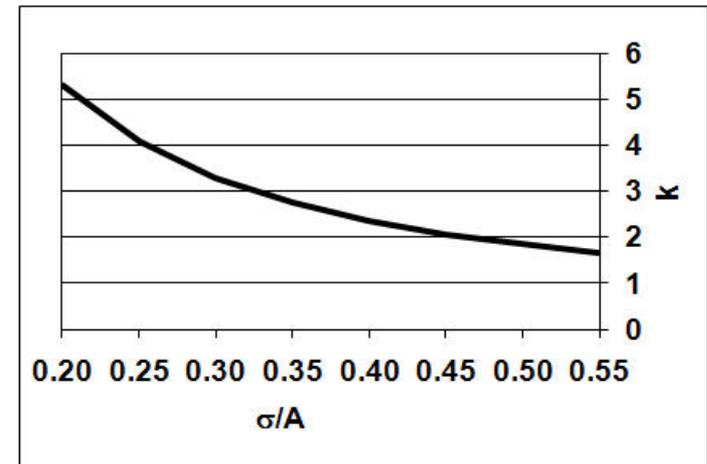
mittlere Windgeschwindigkeit

$$\bar{u} = A \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)$$

Varianz der 10 min-Mittelwerte

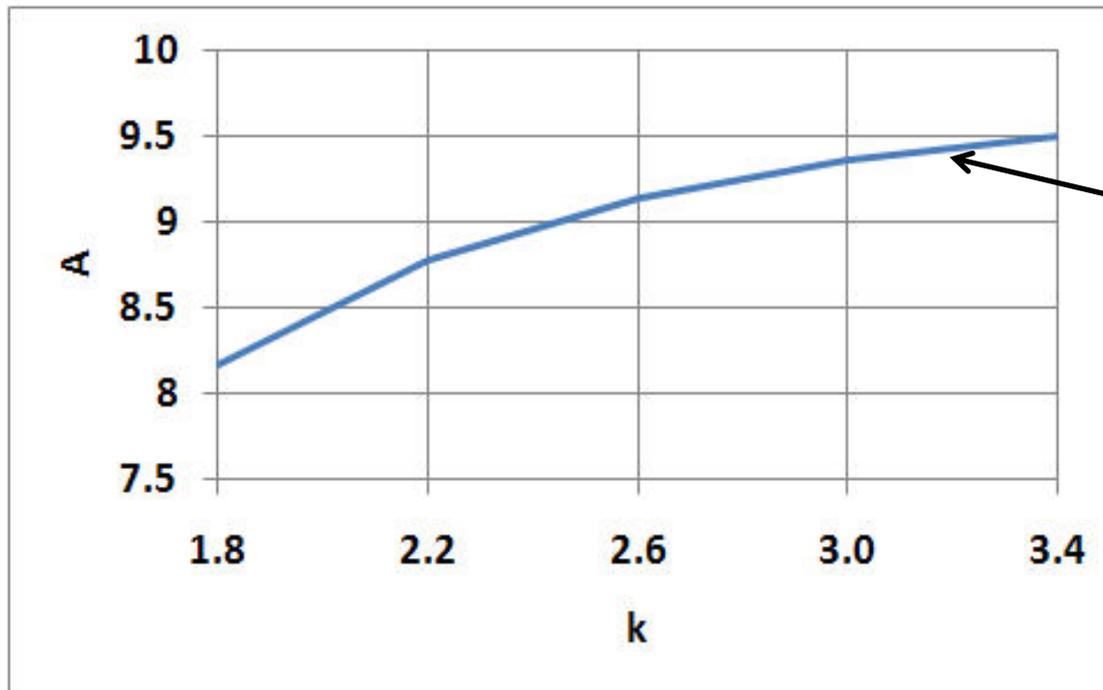
$$\sigma^2 = A^2 \left(\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right) - \Gamma^2\left(1 + \frac{1}{k}\right) \right)$$

wichtig: k sinkt mit wachsender Varianz



Weibull-Verteilung:

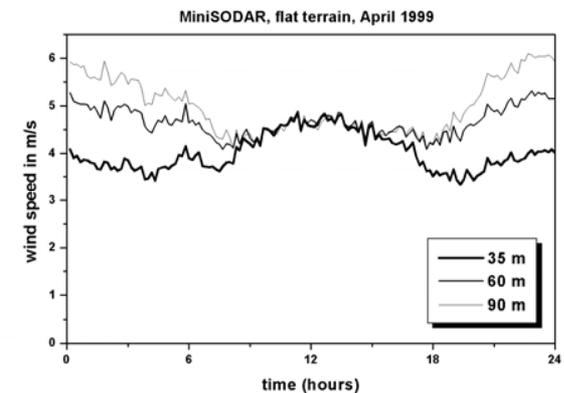
Windenergie:
$$E_{wind} = 0.5 \rho A^3 \Gamma\left(1 + \frac{3}{k}\right)$$



← mehr Varianz

weniger Varianz →

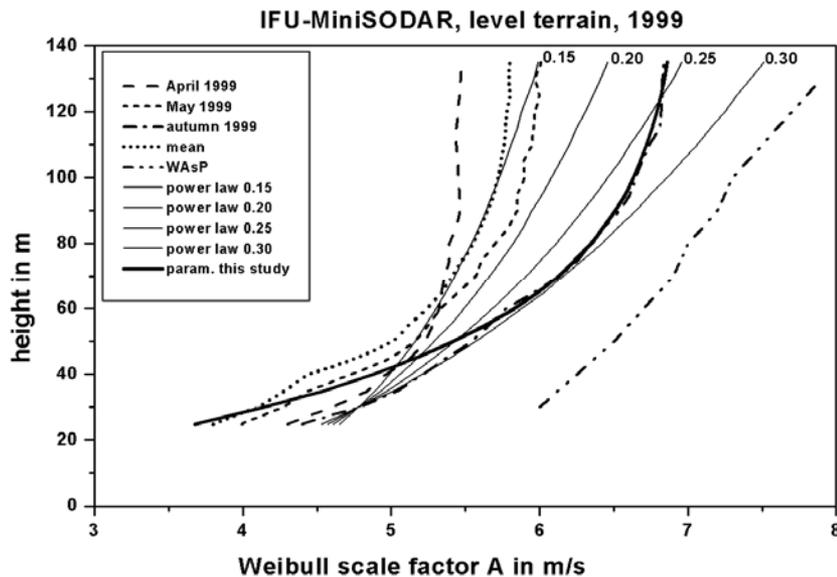
$E_{wind} = \text{const.}$



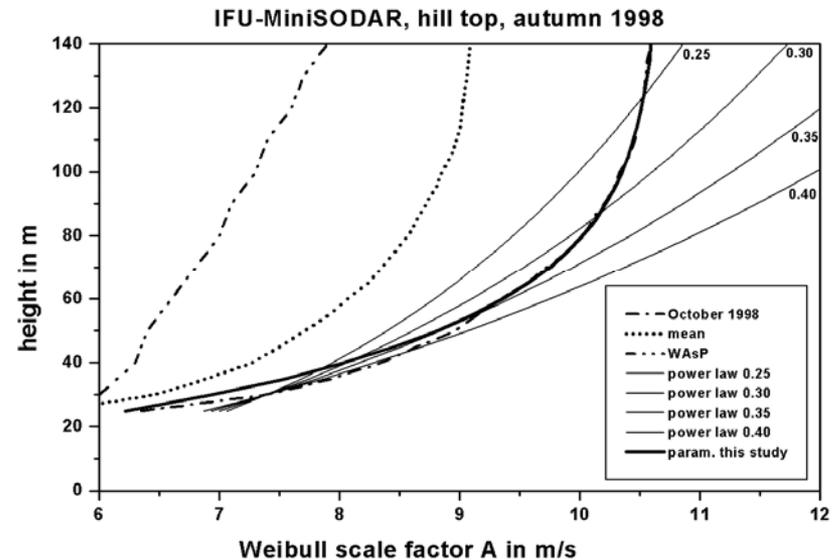
Skalenfaktor

gemessene, modellierte und parametrisierte Vertikalprofile

Flachland



Bergland



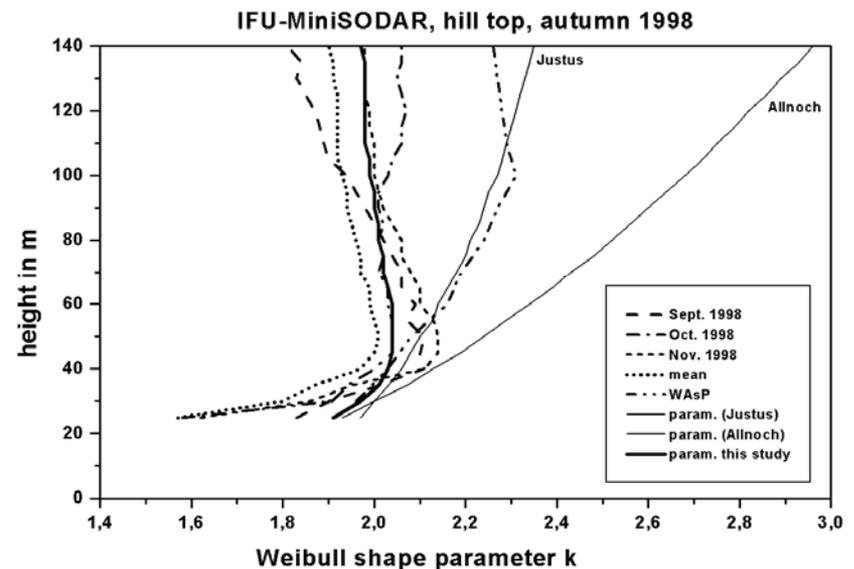
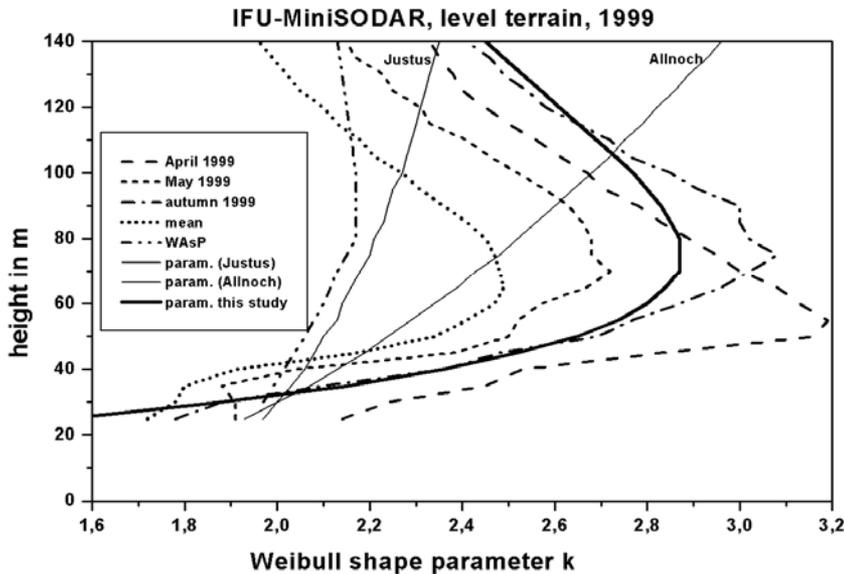
Weibull-Verteilung:

Formfaktor

gemessene, modellierte und parametrisierte Vertikalprofile

Flachland

Bergland



Schlussfolgerung 2:

bei größeren Nabenhöhen:

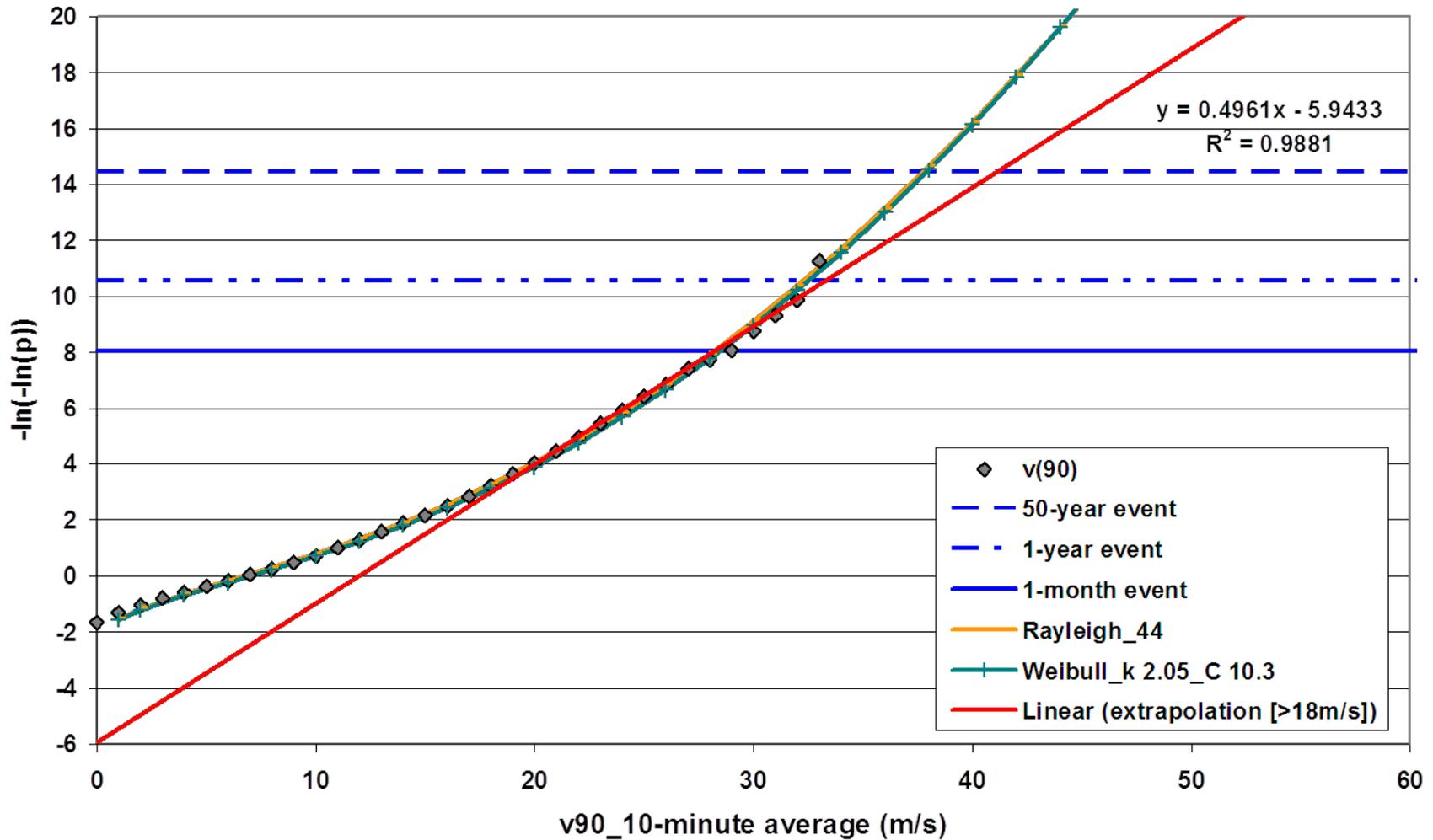
Ertrag nimmt aus zwei Gründen mit der Nabenhöhe zu:

- (1) Zunahme der mittleren Windgeschwindigkeit**
- (2) Zunahme des Tagesgangs**

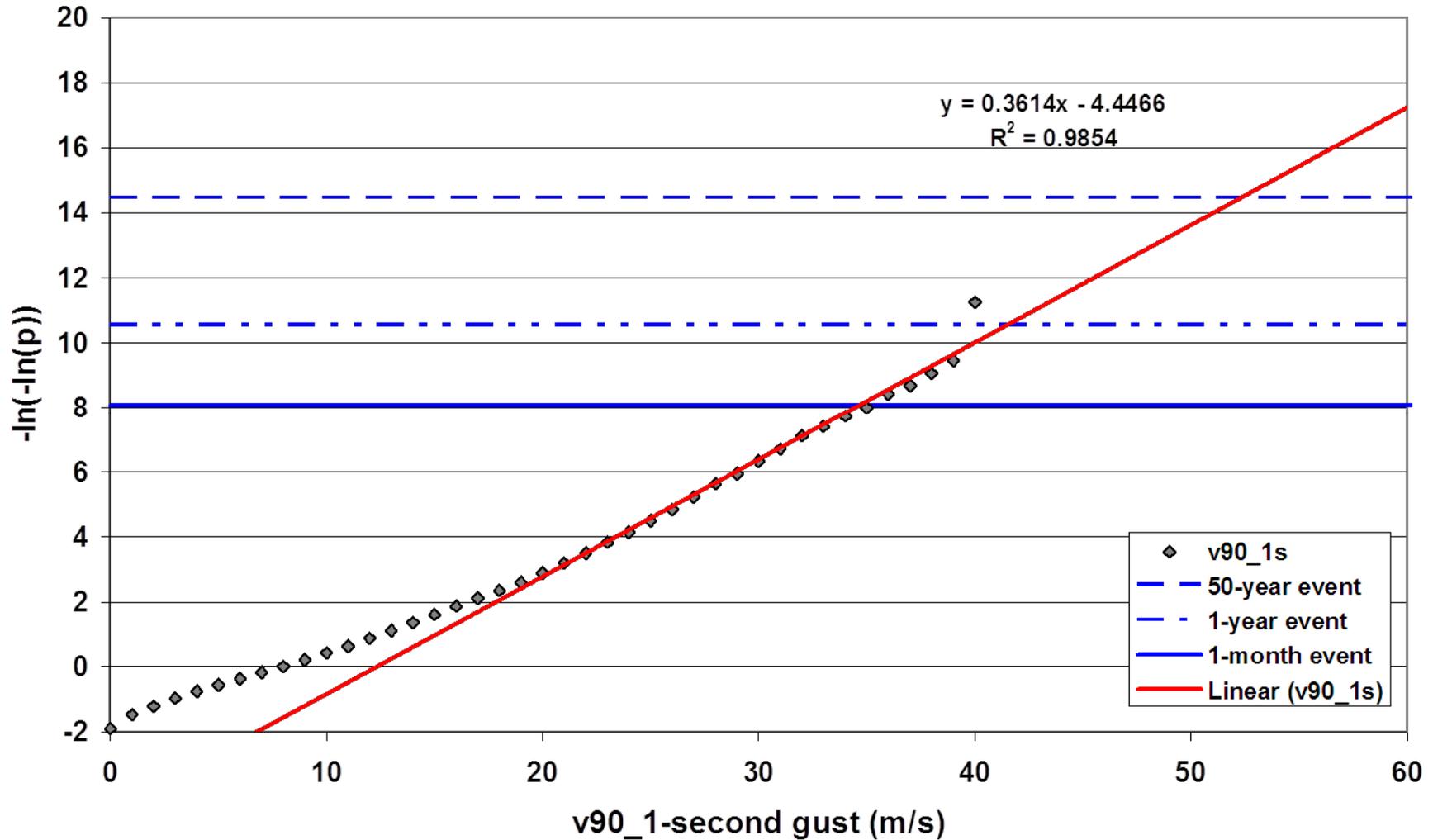
Die Analyse der Höhe des geringsten Tagesgangs sollte zur Standortanalyse gehören

Extremwinde

10 min Extremwindgeschwindigkeit an FINO1



1 sec Extremwindgeschwindigkeit an FINO1



Extremwinde

Abschaltung von Turbinen

extreme Lasten und Schäden



**Sturmschaden in
Norddeutschland
im Februar 2011**

**→ Extremwind-Vorhersage
ist sehr wichtig**

Photo: dpa, Hamburger Abendblatt, February 6, 2011
<http://www.abendblatt.de/region/article1778907/Niedersachsen-duehwirbelt-Feuerwehr-im-Dauereinsatz.html>

Schlussfolgerung 3:

Extremwertstatistik ist zur Standortbeurteilung wichtig

Große Windparks

Turbulenz

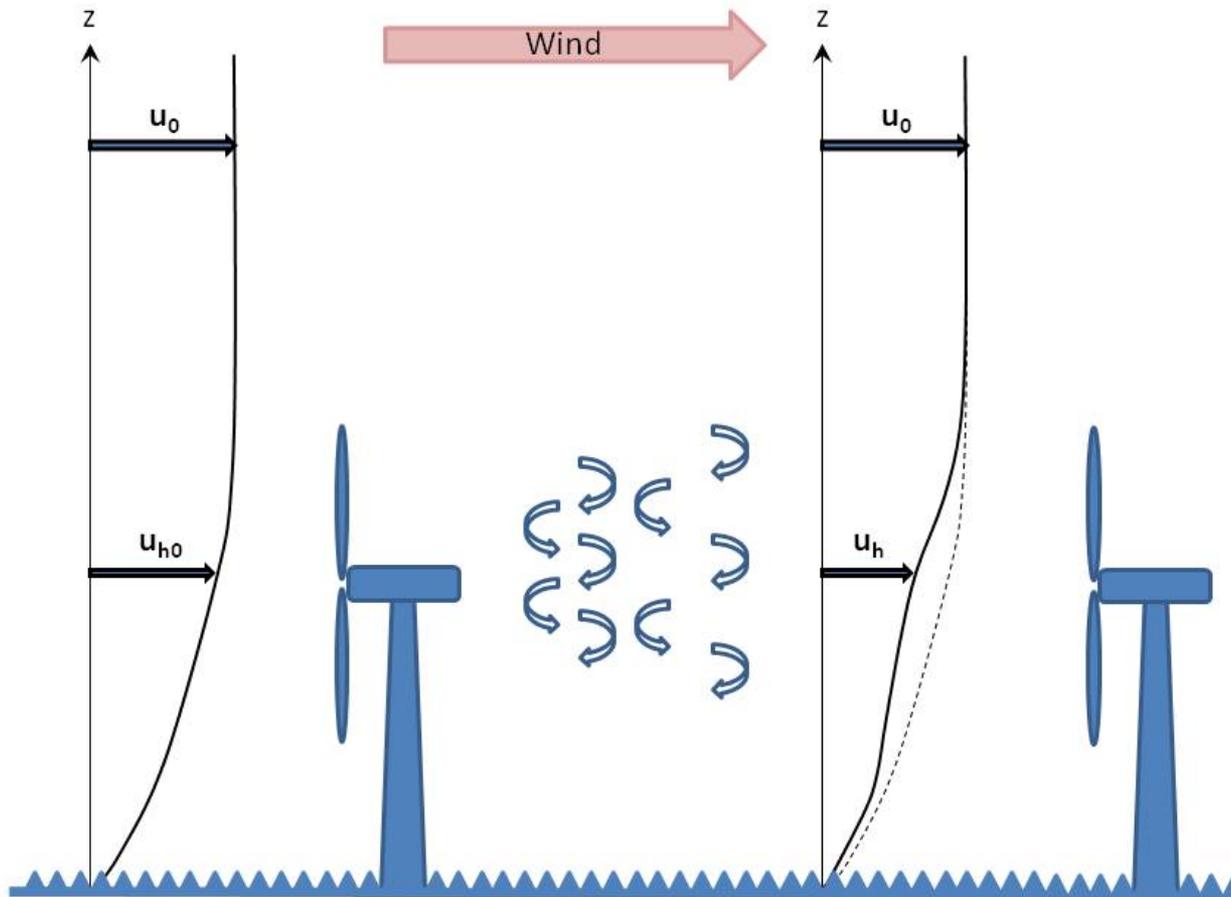
**oder, was sollte man beachten,
wenn viele Turbinen dicht beieinander stehen? ...**

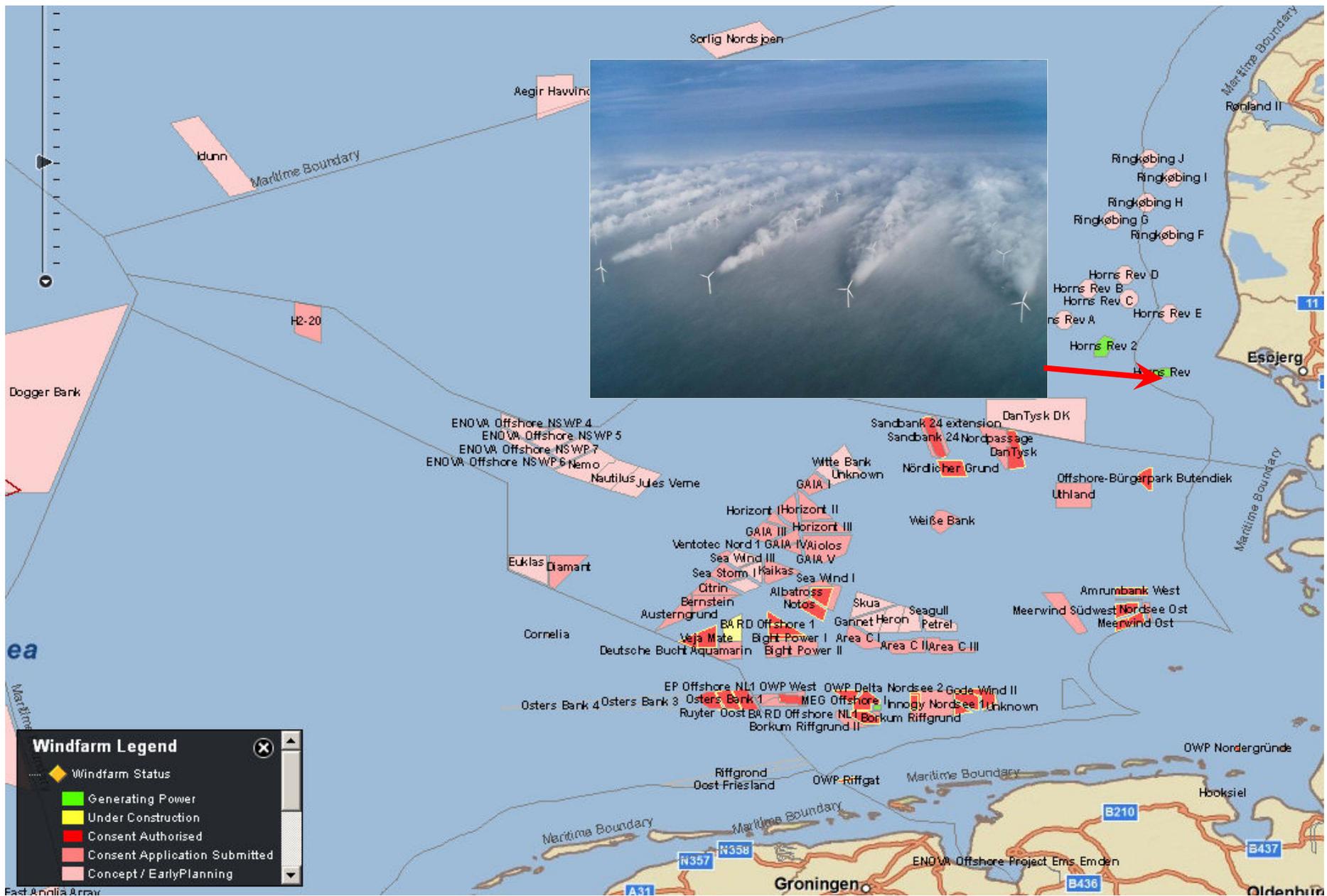
Nachlauf hinter einer Windturbine

- geringere Windgeschw.

vor der nächsten Turbine

- mehr Turbulenz





source: <http://www.4coffshore.com/offshorewind/>

Windenergienutzung bedeutet Impulsentnahme aus der Luftströmung Impulsentnahme bremst den Wind

**→ (1) Parkeffizienz hängt von der Gleichgewichtswindgeschwindigkeit
im Parkinneren ab**

- Gleichgewicht zwischen Impulsentnahme und -nachlieferung

→ (2) Windparks beeinflussen sich gegenseitig durch ihren Nachlauf

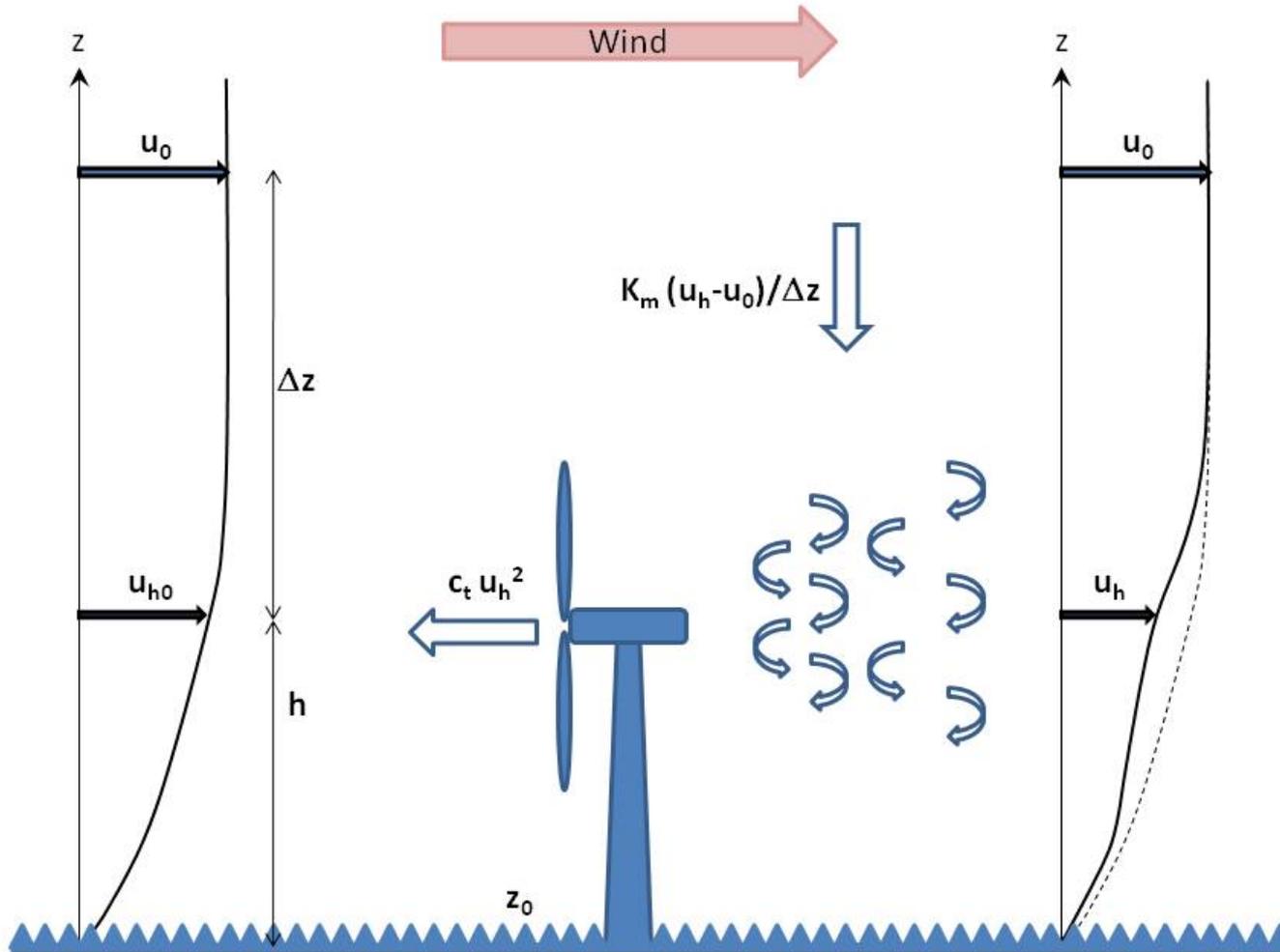
- Nachlauflänge ist proportional zur Impulsnachlieferung

→ für die Planung von Windparks sollte man daher wissen:

1) die Größenordnung der Windreduktion im Parkinneren

2) die Länge des Nachlaufs ganzer Parks

1) die Größe der Windreduktion im Parkinneren



Grundidee eines analytischen Modells

Reduktion des Winds
im Parkinneren
(Berechnung der
Gleichgewichtsbedingung
für die Impulsflüsse)

$$C_{teff} u_h^2 = \frac{\kappa u_* z (u_0 - u_h)}{\Delta z \phi_m}$$

Entnahme = Nachlieferung von oben

Widerstand von Fluss-Gradient-Beziehung
Turbine und
Oberfläche

Emeis, S., 2010: A simple analytical wind park model considering atmospheric stability. *Wind Energy*, 13, 459-469.

Lösungen des analytischen Modells

a) Reduktion der Windgeschwindigkeit im Parkinneren (Berechnen der Gleichgewichtsbedingung für die Impulsflüsse):

Impulsentnahme durch die Turbinen

Rauigkeit des Untergrunds

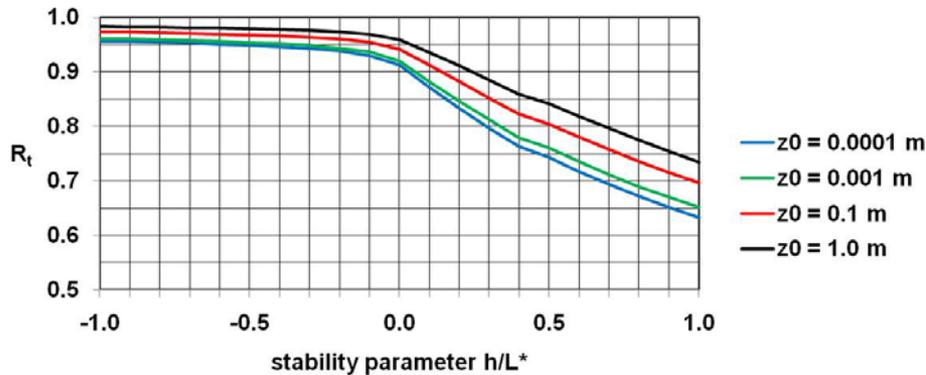
thermische Schichtung der GS

turbineninduzierte Turbulenz

$$R_t = \frac{\left(f_{h,\Delta z} T_i + \frac{\phi_m}{\kappa^2} c_{s,h} \right)}{\left(f_{h,\Delta z} T_i + \frac{\phi_m}{\kappa^2} c_{teff} \right)}$$

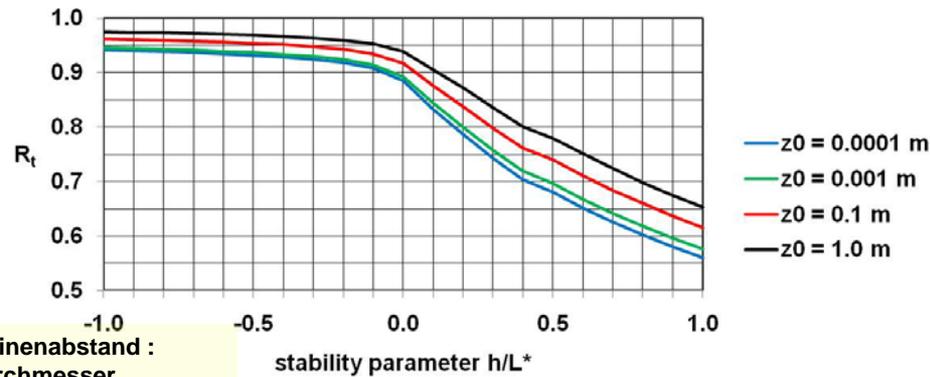
Emeis, S., 2010: A simple analytical wind park model considering atmospheric stability. *Wind Energy*, 13, 459-469.

a) Reduktion der **Windgeschwindigkeit** im Parkinneren



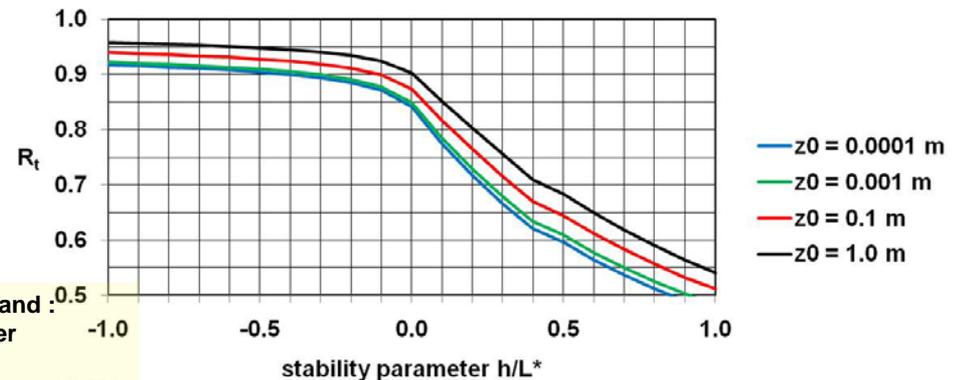
mittlerer Turbinenabstand:
10 Rotordurchmesser

→ turbineninduzierte Turbulenz 10.1%



mittlerer Turbinenabstand :
8 Rotordurchmesser

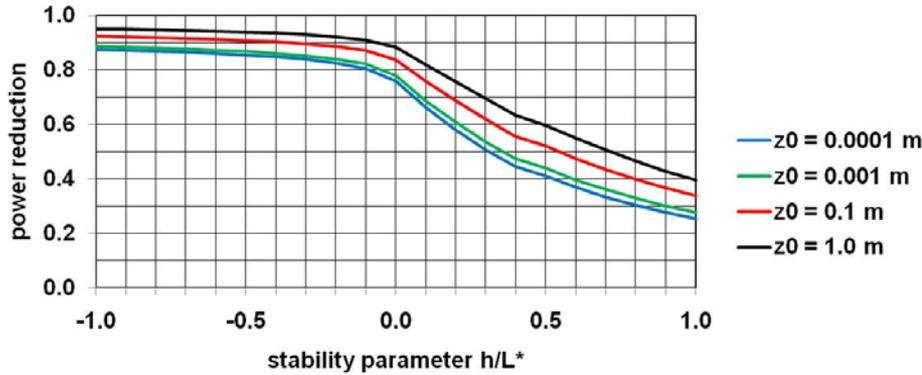
→ turbineninduzierte Turbulenz 12.6%



mittlerer Turbinenabstand :
6 Rotordurchmesser

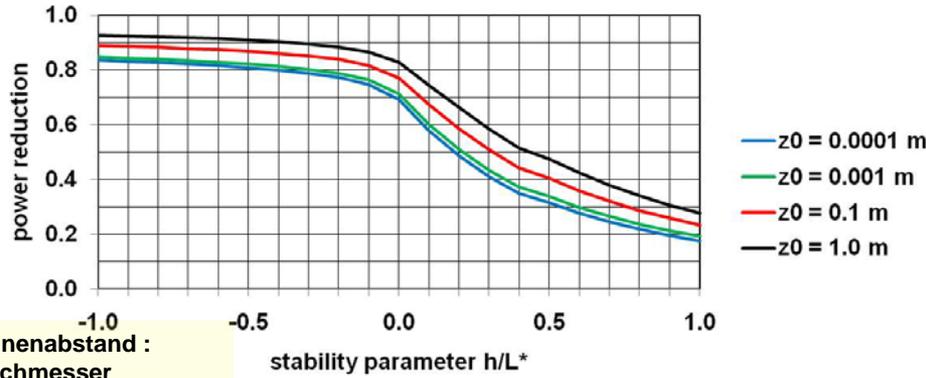
→ turbineninduzierte Turbulenz 16.8%

Reduktion der **Windleistung** im Parkinneren



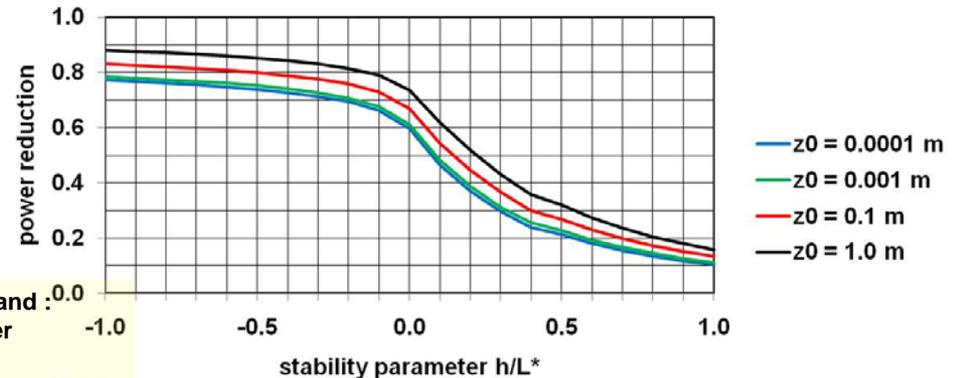
mittlerer Turbinenabstand:
10 Rotordurchmesser

→ turbineninduzierte Turbulenz 10.1%



mittlerer Turbinenabstand :
8 Rotordurchmesser

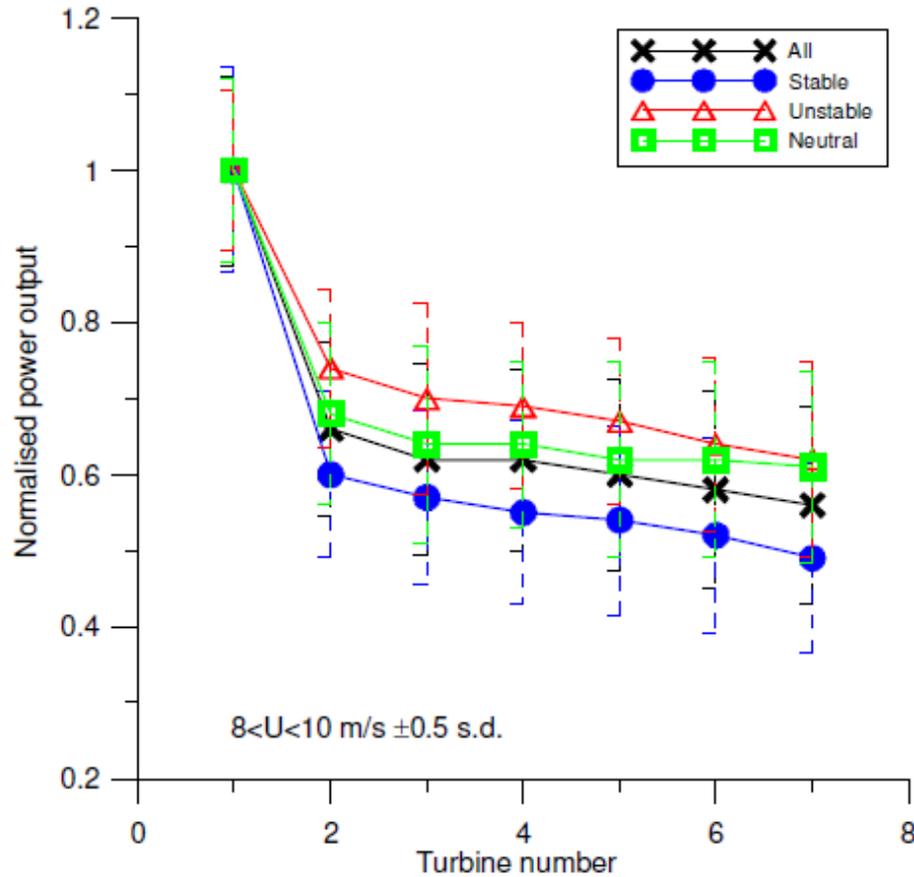
→ turbineninduzierte Turbulenz 12.6%



mittlerer Turbinenabstand :
6 Rotordurchmesser

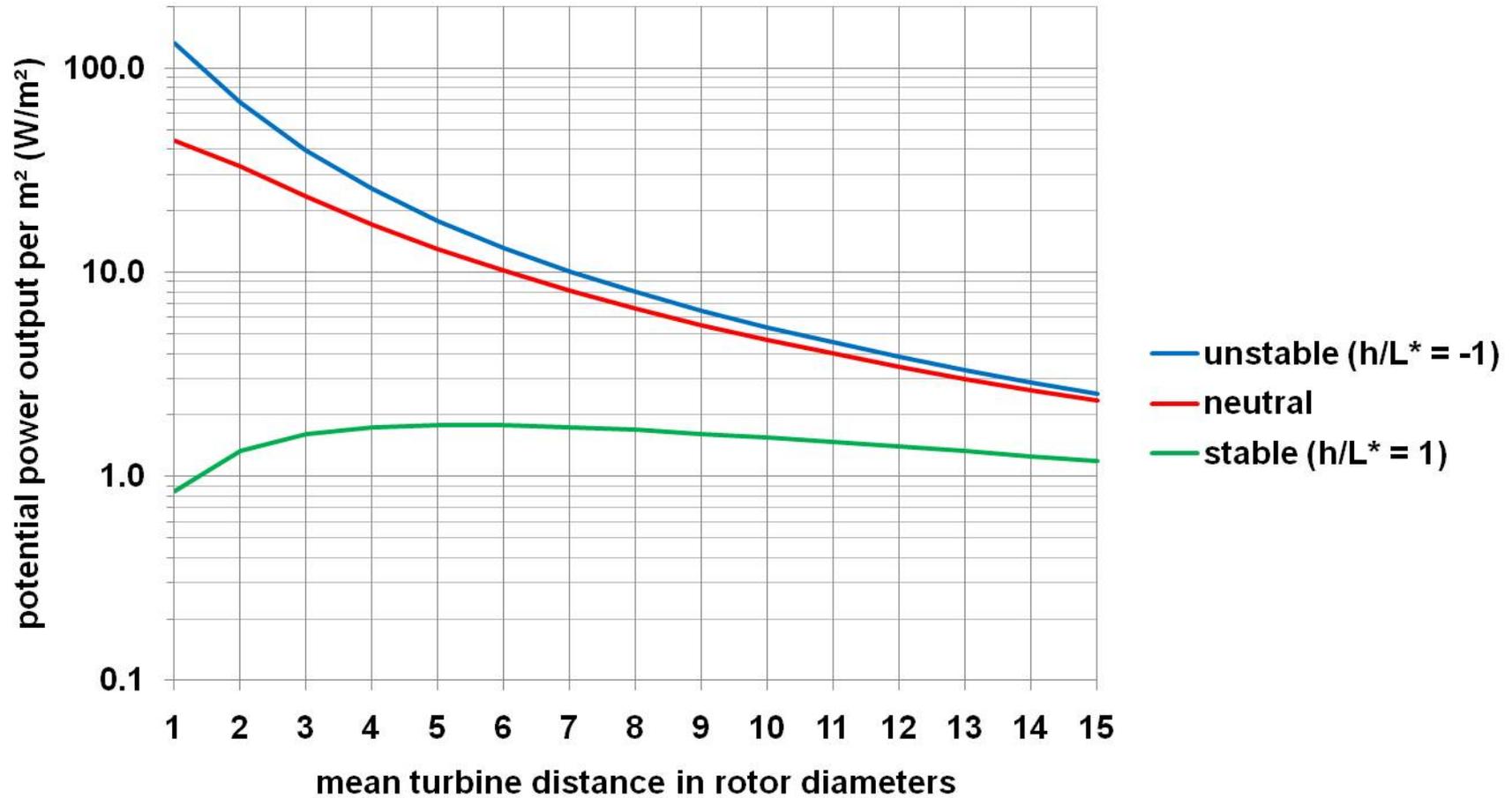
→ turbineninduzierte Turbulenz 16.8%

Reduktion der **Windleistung** im Parkinneren Messungen im Nysted Windpark (Ostsee)



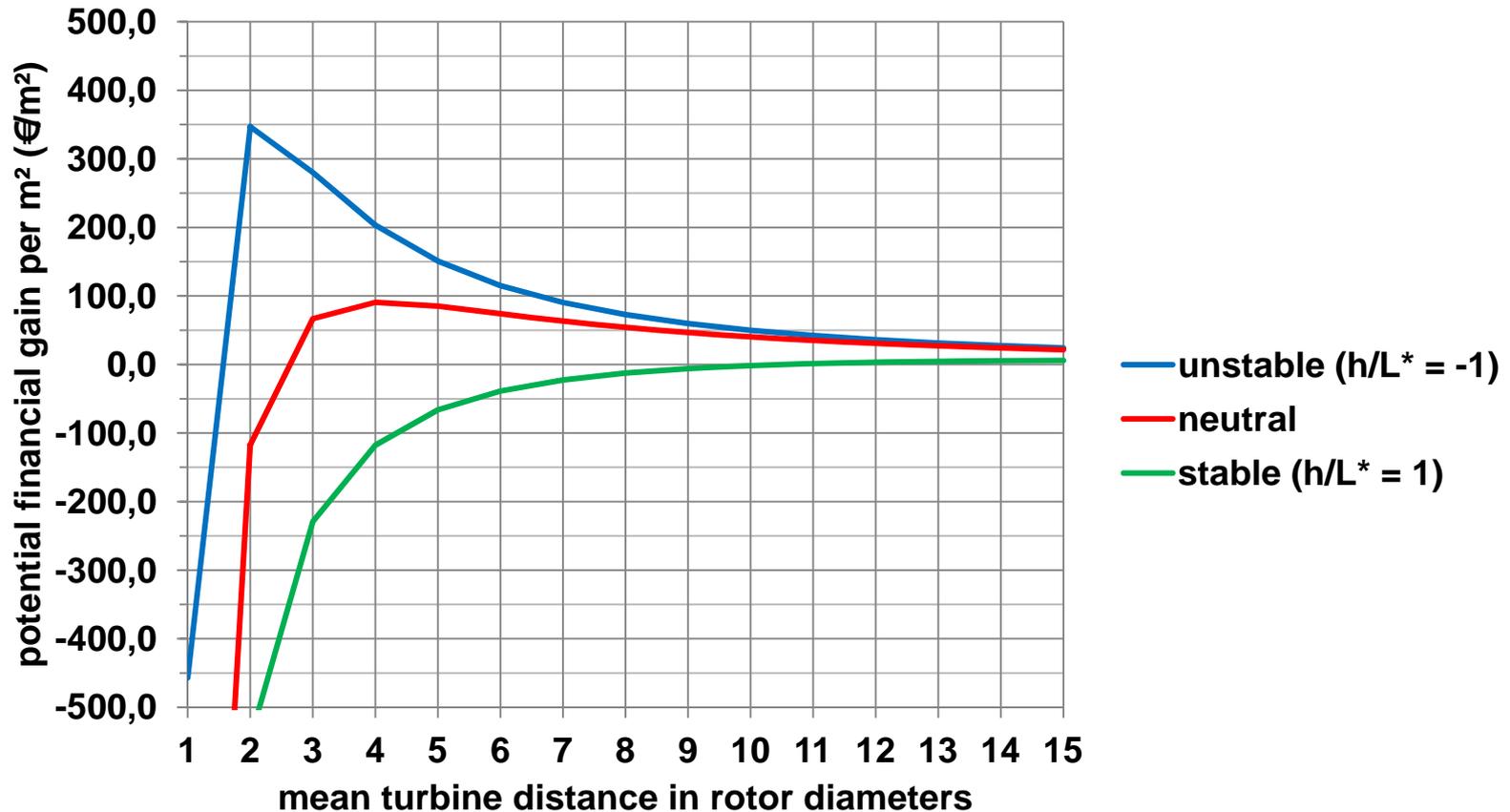
Barthelmie R, Frandsen ST, Rethore PE, Jensen L., 2007:
 Analysis of atmospheric impacts on the development
 of wind turbine wakes at the Nysted wind farm.
 Proceedings of the European Offshore Wind Conference,
 Berlin 4.-6.12.2007.

Optimierung der Turbinendichte in einem Windpark offshore ($z_0 = 0,0001$ m) nach **Energieertrag**

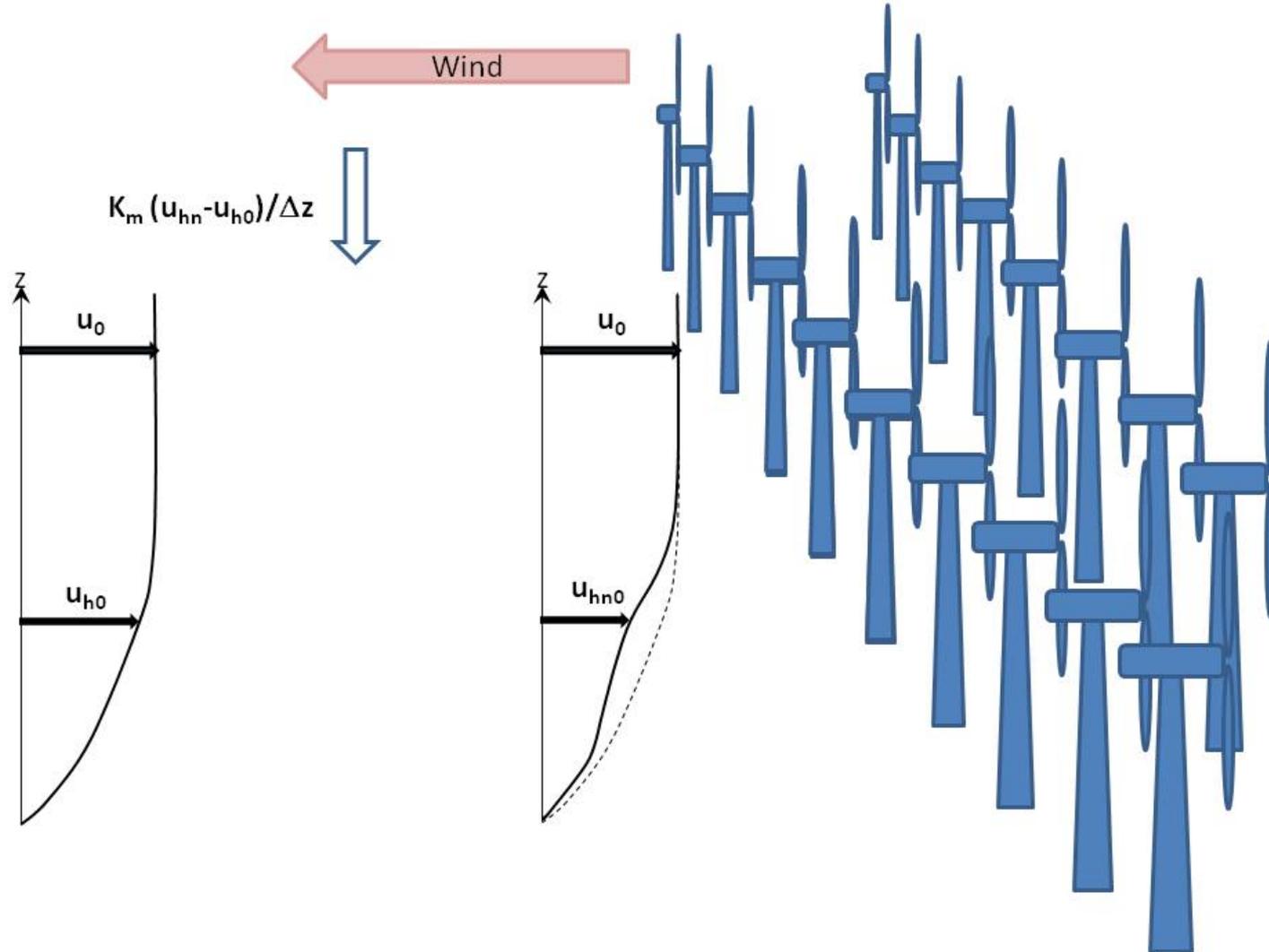


Optimierung der Turbinendichte in einem Windpark offshore ($z_0 = 0,0001 \text{ m}$) nach **wirtschaftlichem** Ertrag

Preis pro Turbine €15 Mill., 3000 Volllaststunden, 0,15 €/kWh



2) die Länge des Nachlaufs ganzer Windparks



Grundideen des analytischen Modells

**b) Beschleunigung der
Windgeschwindigkeit
hinter dem Windpark:**

$$\frac{\Delta u_{hn}}{\Delta t} = \frac{\kappa u_* z}{\Delta z^2} (u_{h0} - u_{hn})$$

Beschleunigung = Nachlieferung von oben

Emeis, S., 2010: A simple analytical wind park model considering atmospheric stability. *Wind Energy*, 13, 459-469.

Lösungen des analytischen Modells

b) Beschleunigung der Windgeschwindigkeit hinter dem Windpark:

Impulsentnahme durch die Turbinen

Rauigkeit des Untergrunds

thermische Schichtung der GS

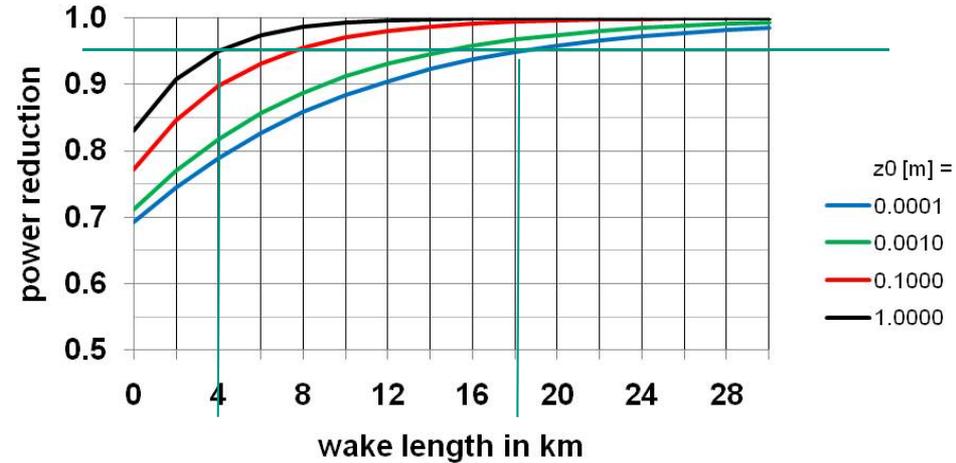
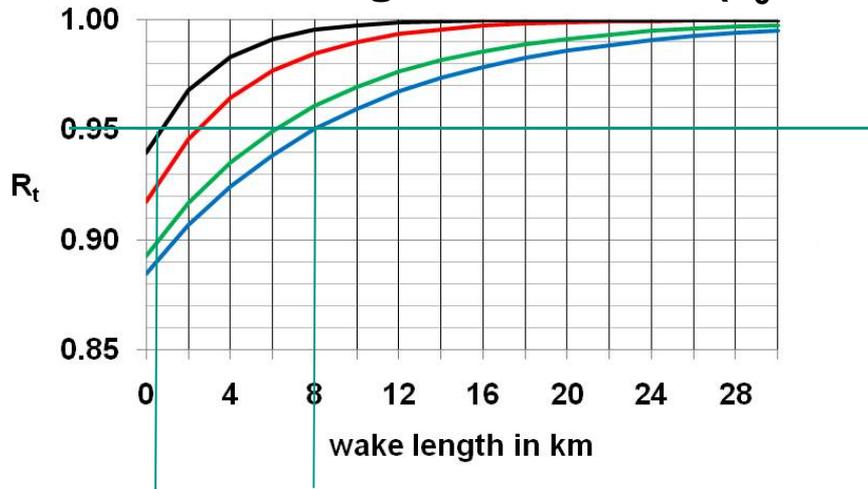
turbineninduzierte Turbulenz

$$R_n = \frac{u_{hn}(t)}{u_{h0}} = 1 + \left(\frac{u_{hn0}}{u_{h0}} - 1 \right) \exp(-at)$$

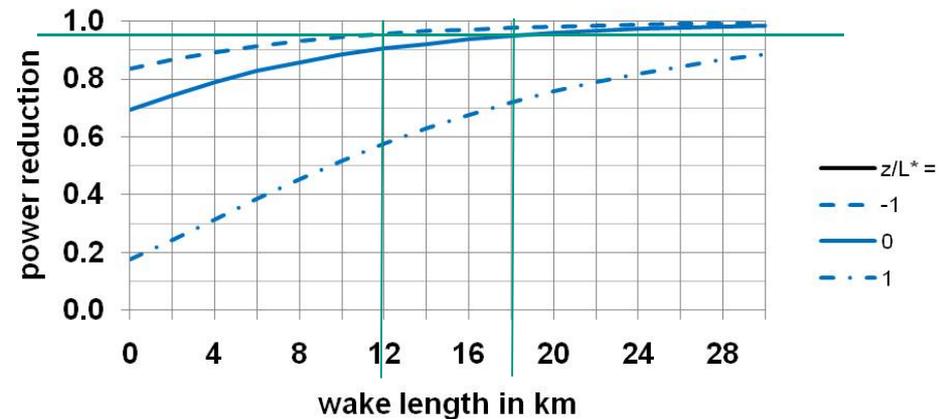
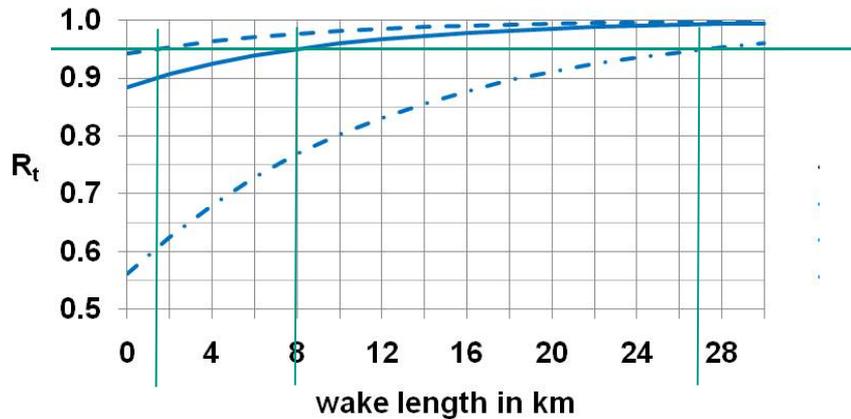
Emeis, S., 2010: A simple analytical wind park model considering atmospheric stability. *Wind Energy*, 13, 459-469.

Erholung der **Windgeschw. (links)** und **-leistung (rechts)** hinter einem Windpark, mittlerer Turbinenabstand: 8 Rotordurchmesser

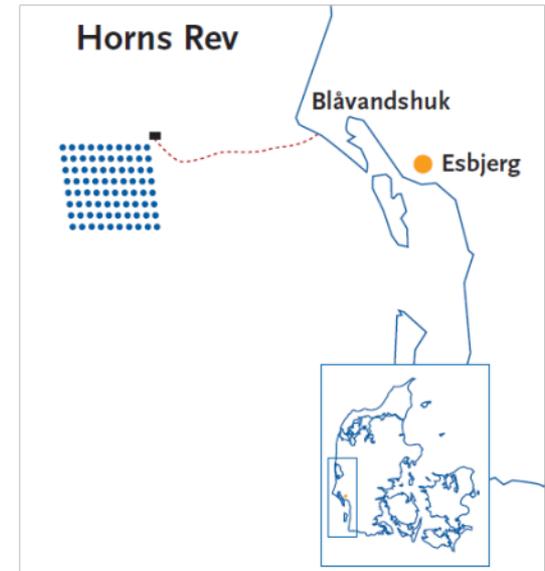
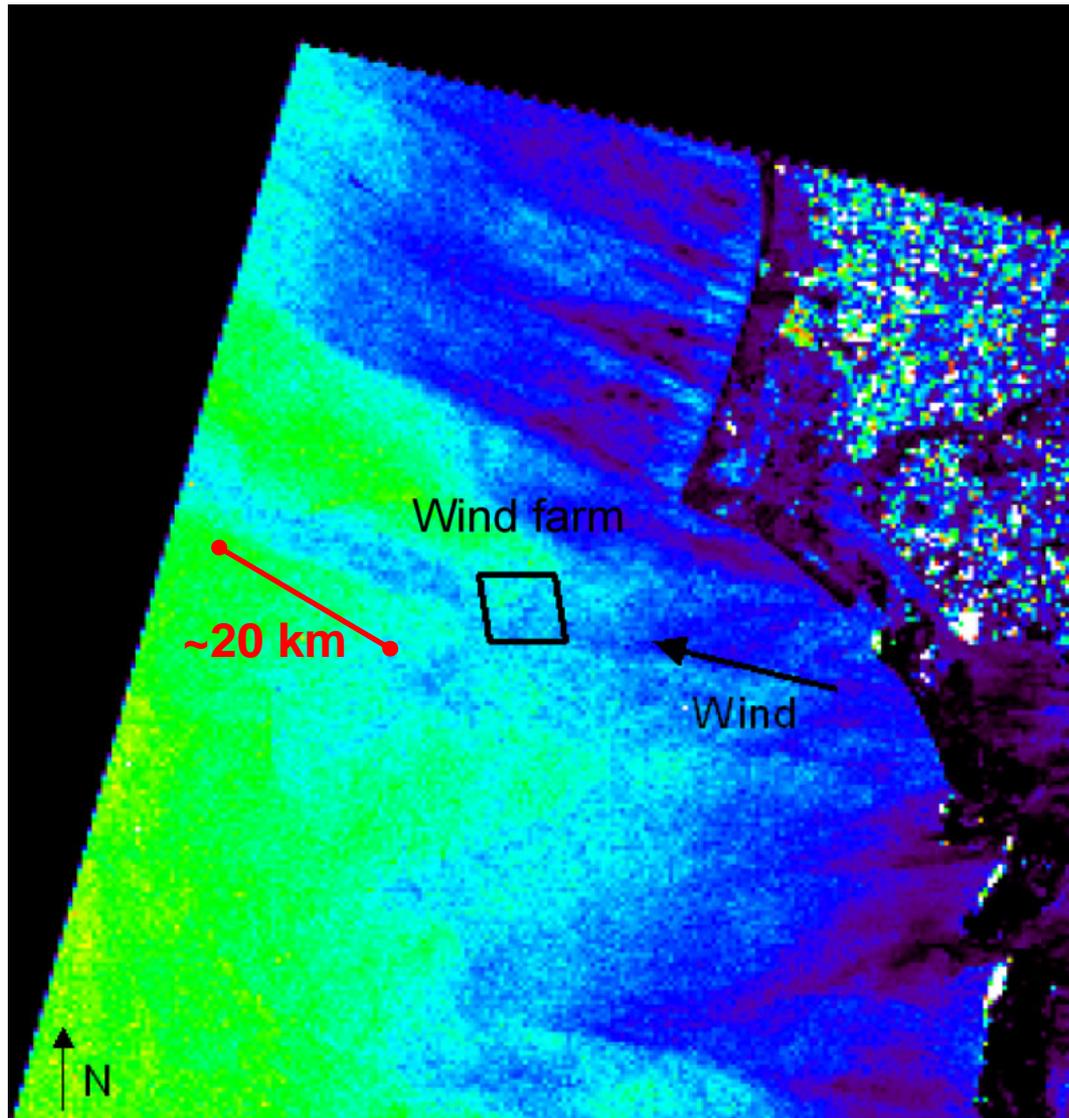
Rauigkeit: onshore ($z_0 = 1,0$ m) – offshore ($z_0 = 0,0001$ m)



Schichtung: labil ($h/L_* = -1$) – neutral – stabil ($h/L_* = 1$)



Erholung der Windgeschw. hinter einem Windpark Messungen (Envisat, SAR) am Park Horns Rev (4 km x 5 km)

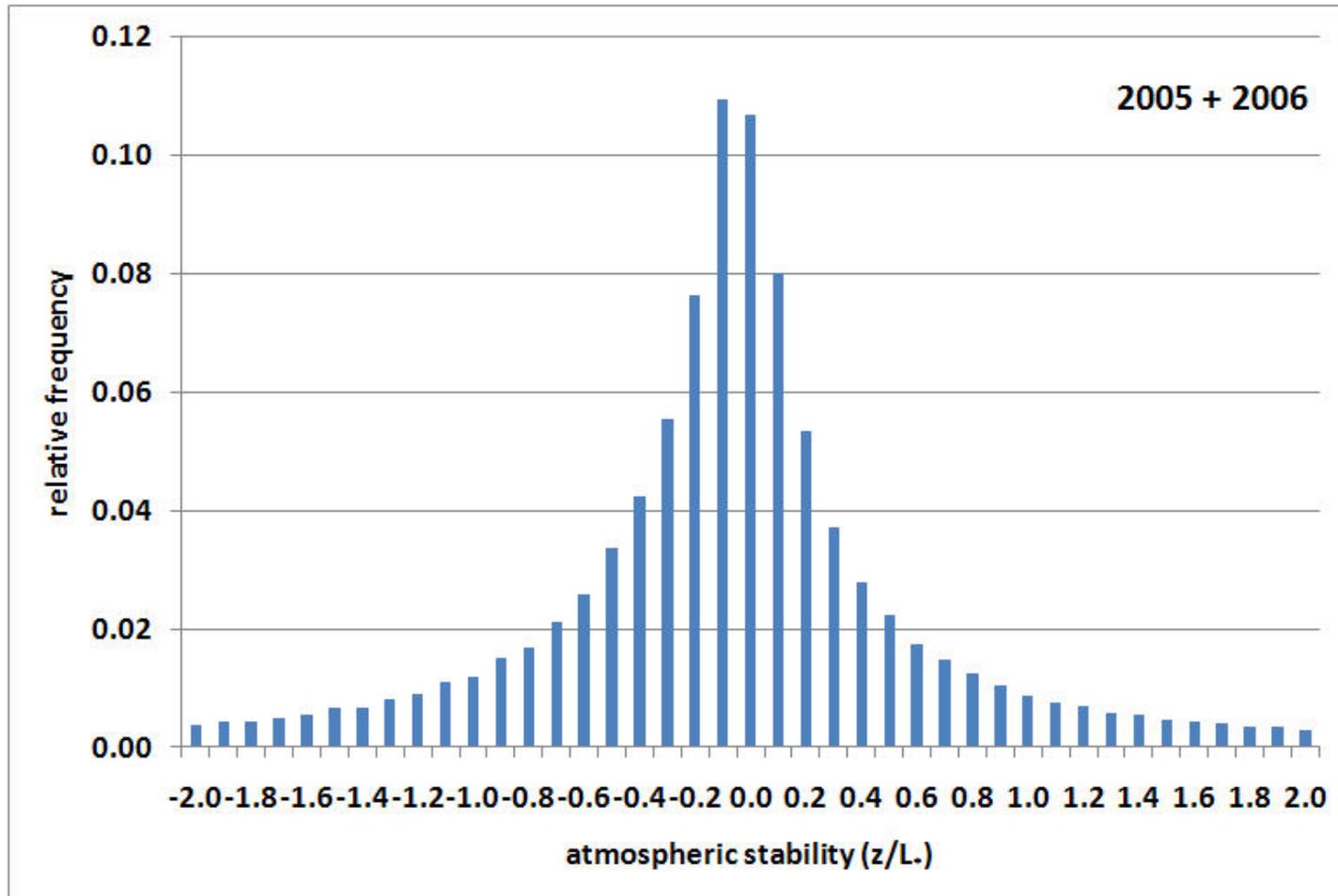


http://www.hornsrev.dk/nyheder/brochurer/Horns_Rev_TY.pdf

25. 02. 2003

© ERS SAR/Risø
http://galathea3.emu.dk/satelliteeye/projekter/wind/back_uk.html

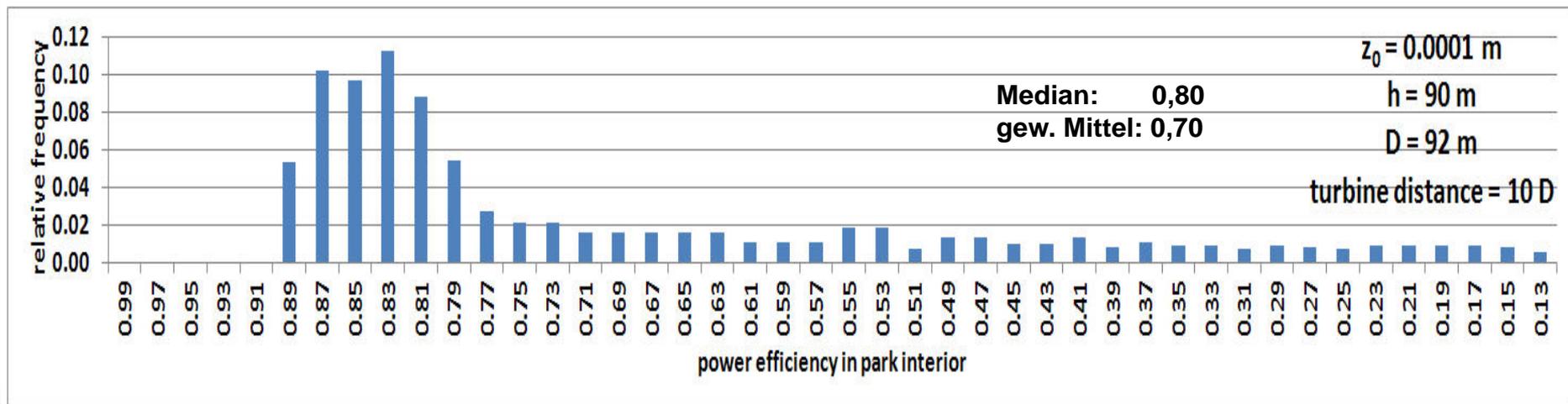
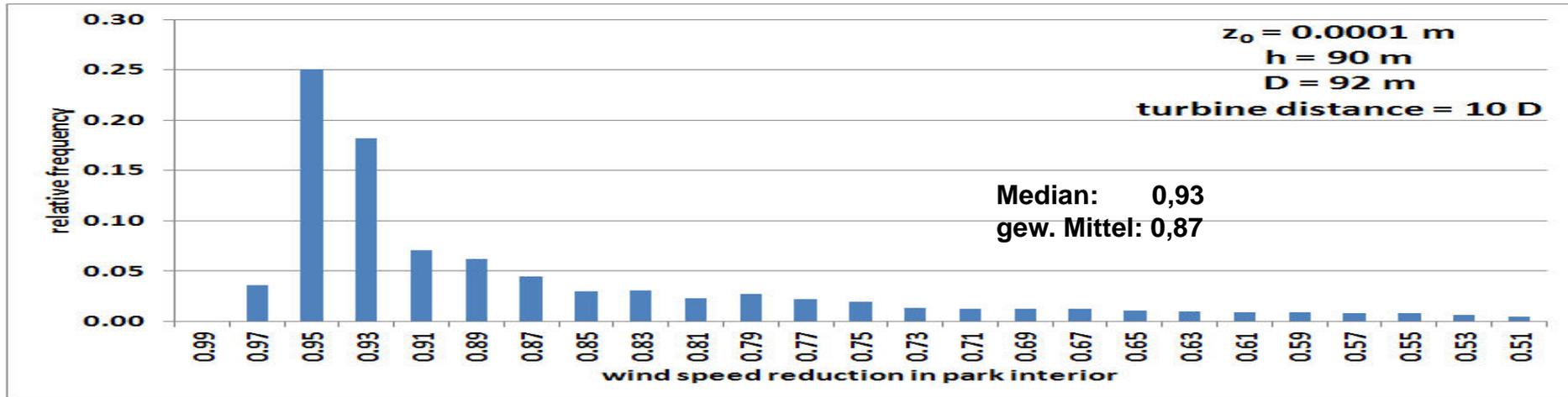
Welche Schichtungsstabilitäten treten offshore (FINO1, 80 m) wirklich auf?



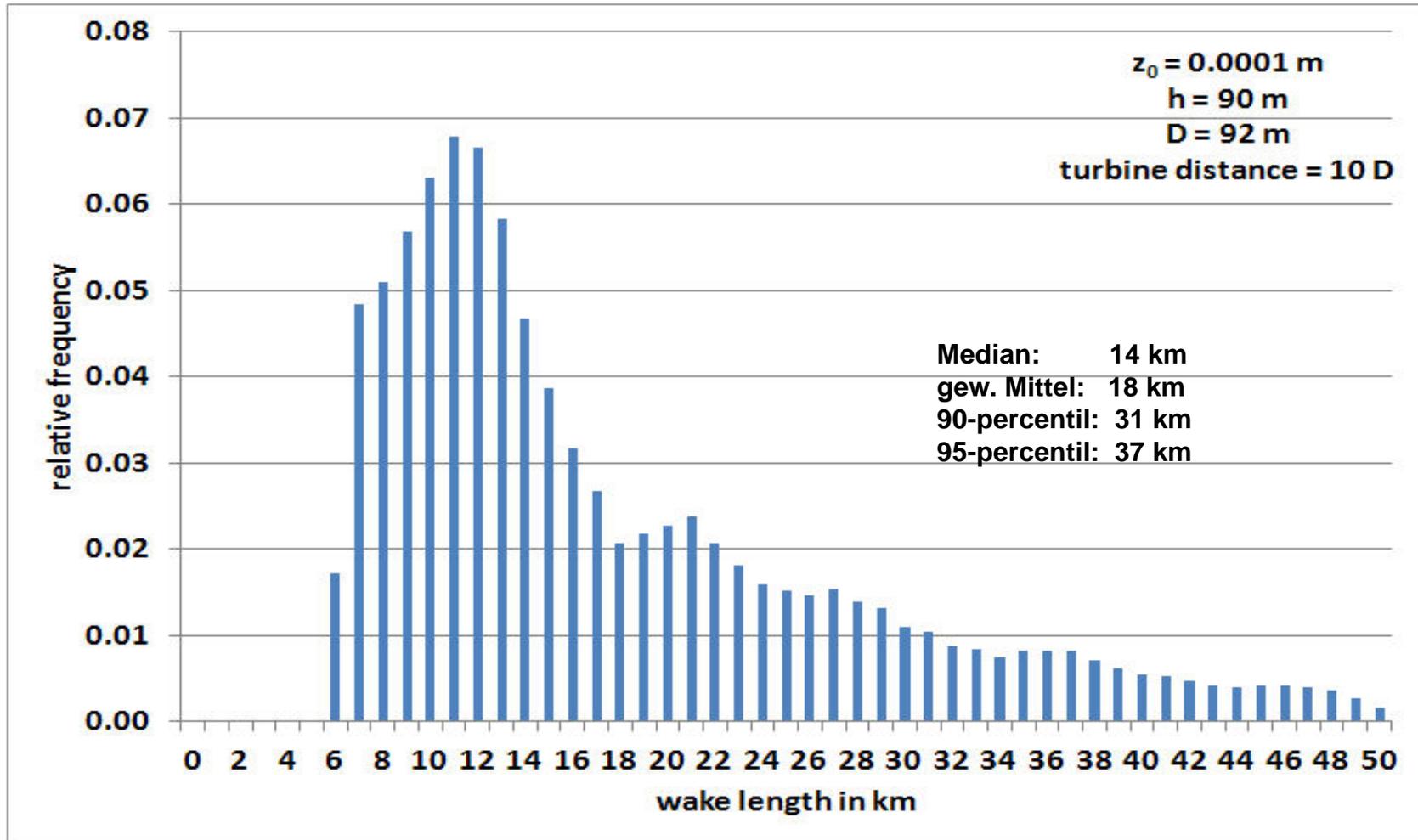
91,16%
aller
Werte

Median:
-0,07

Häufigkeitsverteilung Reduktion im Windparkinneren



Häufigkeitsverteilung Nachlauflänge (<95% der Leistung)



Schlussfolgerungen 4:

Windreduktion im Parkinneren: offshore stärker als onshore

- (teilweise) Kompensation der höheren Windgeschwindigkeiten offshore
- offshore größerer Turbinenabstand notwendig

größere Erträge bei labiler Schichtung

- offshore: Jahresgang der Energieproduktion (Max. im Herbst/Frühwinter)
- onshore: Tagesgang der Energieproduktion (Max. tagsüber)

offshore Nachlauflänge wesentlich länger als onshore

- offshore größerer Parkabstand notwendig

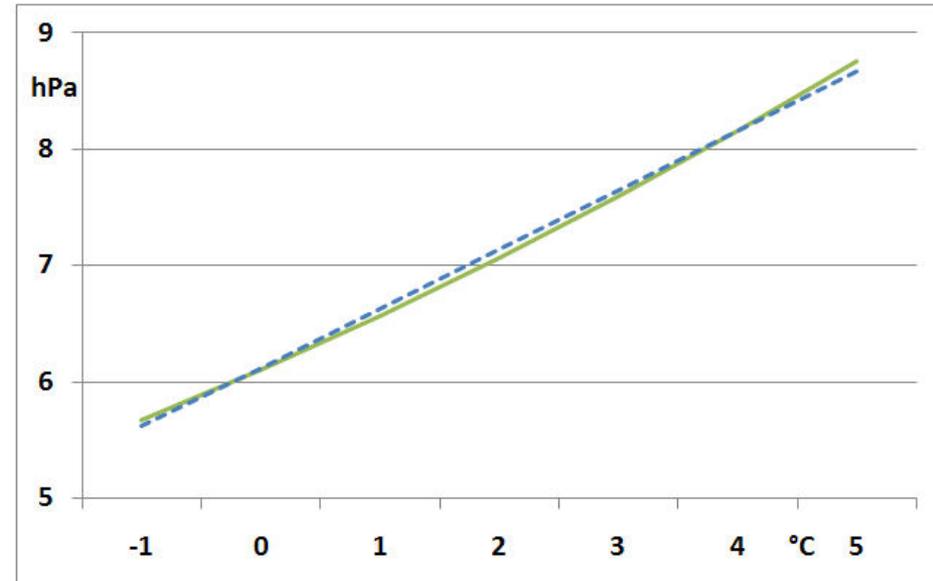
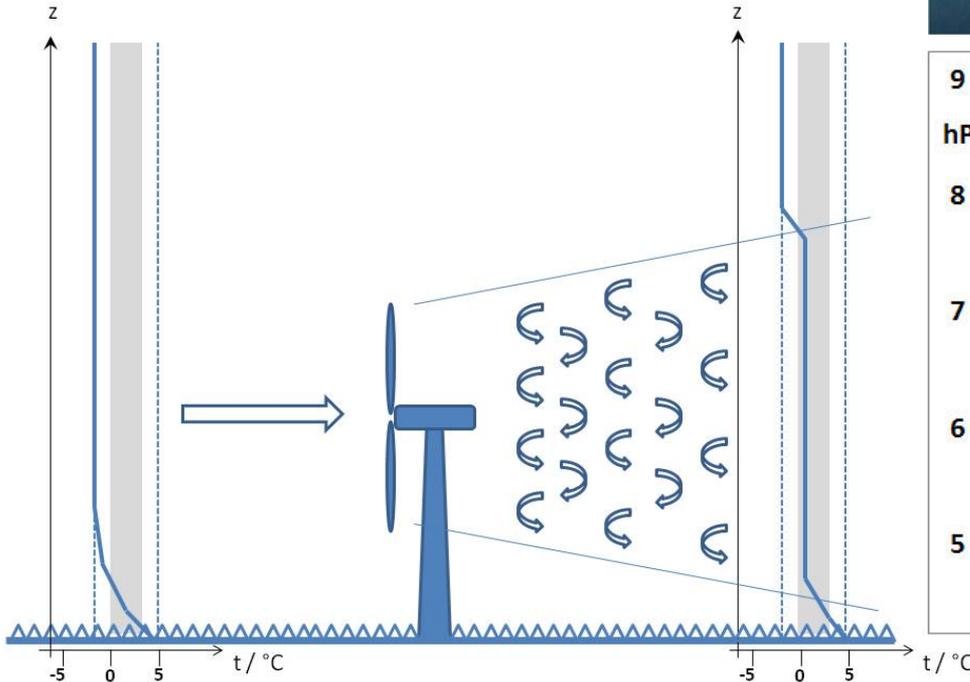
a b e r, das analytische Park-Modell ist stark vereinfachend

- geeignet für Abschätzungen des prinzipiellen Einflusses äußerer Parameter, für genauere Rechnungen sind numerische 3D-Modelle nötig

Erklärung der Wolkenbildung im Nachlauf als Mischungsnebel



12. 02. 2008



Luft direkt über dem Wasser:
Luft in Nabenhöhe:
nach Mischung:

5°C, mehr als 99% relative Feuchte
-1°C, mehr als 99% relative Feuchte
2°C, über **101%** Feuchte → Wolken

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

