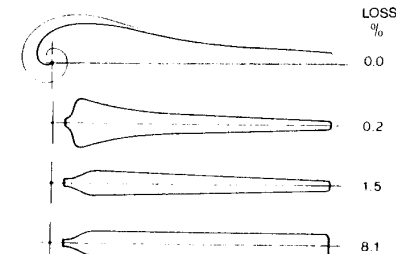
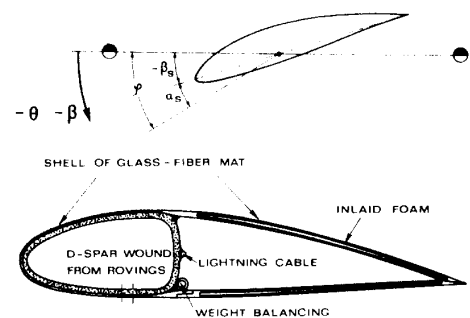
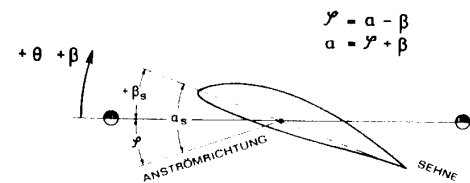
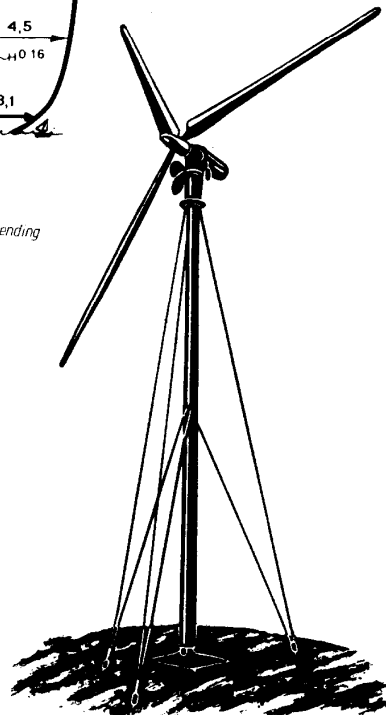
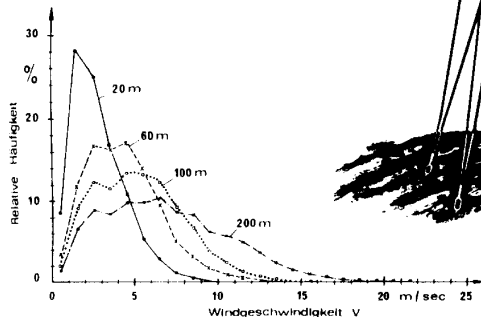
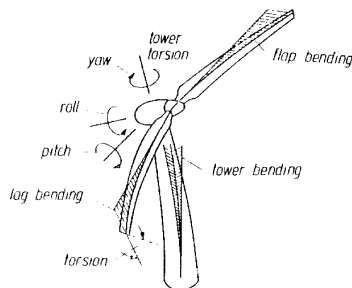
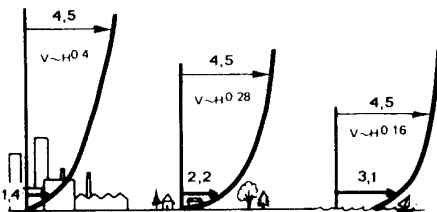
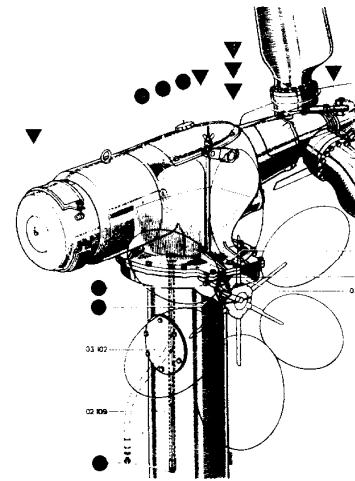
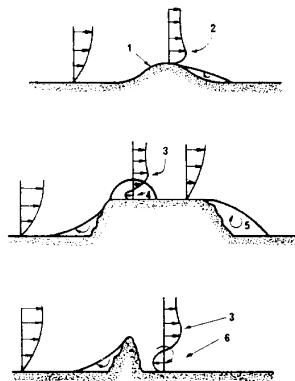
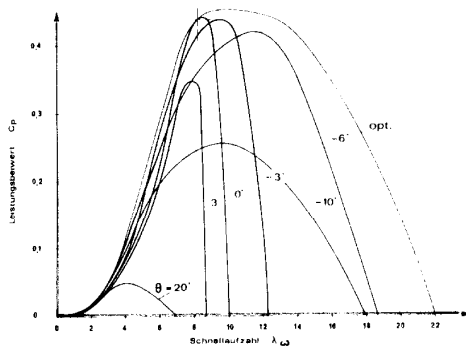


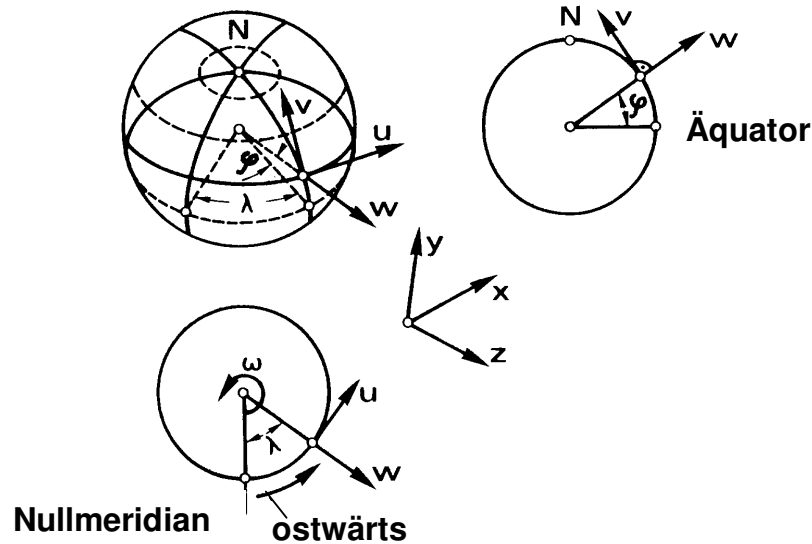
Freifahrende Turbinen Windenergie

Vorlesungsmanuskript Version 9.0, ab WS 1999 / 00

Heiner Dörner, Dipl. -Ing.
Fakultät Luft- und Raumfahrttechnik
Universität Stuttgart
Hauptdiplomstudium



INSTITUT FÜR FLUGZEUGBAU UNIVERSITÄT STUTTGART	Freifahrende Turbinen - Windenergie	1999 1
<p>Windenergie - Potential</p> <p>Die Bewegung der Atmosphäre wird durch Zufuhr von Strahlungsenergie der Sonne aufrechterhalten. Windenergie ist demnach eine sekundäre Form der Sonnenenergie. Die Größe der Bewegungsenergie die in allen Windströmungen enthalten ist, kann über Langzeitmessungen von Boden- und Höhenwinden sowie aus den Zuggeschwindigkeiten von Wetterfronten abgeschätzt werden. Ebenso kann man Grenzschichtmodelle mit variabler Bodenrauigkeit zur Berechnung heranziehen.</p> <p>Überlegungen dieser Art haben ergeben, daß 1,5 bis 2,5 % der auf die Erde eingestrahlten Sonnenenergie ($1,5 \cdot 10^9$ TWh/Jahr) ständig in Strömungsenergie der Atmosphäre umgewandelt werden. Das sind 2,3 bis $3,8 \cdot 10^7$ TWh/Jahr oder eine mittlere Leistung von 2,6 bis $4,3 \cdot 10^3$ Terrawatt.</p> <p>Bis zu 3% dieser Energie, das sind 6,9 bis $11,4 \cdot 10^5$ TWh, könnten global durch Windenergie-Konverter aus der Atmosphäre entnommen werden. Dies entspricht einer mittleren Leistung von 130 Terrawatt .</p> <p>Es wurde ermittelt, daß ungefähr die Eintages - Strahlungsenergie der Sonne ständig in der Atmosphäre als kinetische Energie gespeichert ist. Das bedeutet, daß ohne Einstrahlung der Sonne, die Atmosphäre der Erde, betrachtet als riesiges Schwungrad, innerhalb von weniger als 10 Tagen vollständig zur Ruhe kommen würde. Bezogen auf die gesamte Erdoberfläche steht somit ständig eine Leistung von ca. $0,25 \text{ Watt/m}^2$ zur Verfügung.</p> <p>In Westeuropa ergeben sich im Mittel pro Jahr $6,2 \cdot 10^3$ Terrawattstunden. Das ist etwa das Fünffache der in den letzten Jahren umgesetzten, elektrischen Energie. Hätte man in der Bundesrepublik Deutschland den elektrischen Endenergiebedarf aller Haushalte für ein repräsentativ Jahr der neunziger Jahre bereitstellen wollen, so wären dazu mindestens 20 000 Großanlagen des historischen GROWIAN-Typs notwendig gewesen. Flächenmäßig wäre diese Zahl allein auf der Fläche von Schleswig-Holstein unterzubringen. Die genannte Zahl stellt allerdings eine reine Energiemengenbetrachtung dar.</p> <p>Berücksichtigt sind dabei nur Luftschichten, in die man aus technischen Gründen mit Großanlagen, wie dem genannten GROWIAN gelangen kann. Der Jahresertrag dieser Einzelanlage bewegt sich zwischen 8 und 12 GWh. Die Anlagen würden dabei in der voll turbulenten Grenzschicht stehen die bis zu 300 m Höhe dick ist. Der Grad der Turbulenz wird von der Bebauung am Boden, d. h. generell von der " Bodenrauigkeit " (natürliche oder künstliche Hindernisse) abhängen.</p> <p>Heute kann man Serienanlagen kaufen die sich den Dimensionen des alten GROWIAN nähern. Diese 3-flügeligen Windkraftanlagen erreichen 70 m Durchmesser und haben eine installierte Leistung von 1,5 bis 2 MW. (GROWIAN Ø 100 m, 3MW).</p> <p>Im Vergleich zu anderen, regenerativen Energiequellen schneidet die Windenergie global gesehen enorm günstig ab. Ähnlich wie bei der Nutzung der Solarenergie werden jedoch flächenmäßig große Anlagen benötigt, da auch die Quelle Wind ein " energie-dünnes " Medium darstellt.</p>		



Definition von Atmosphärenkoordinaten und Geschwindigkeitskomponenten von Luftteilchen am Globus

Bewegungsgleichungen

$$\frac{du}{dt} - 2\omega(v \cdot \sin \varphi - w \cdot \cos \varphi) + \frac{1}{\rho} \cdot \frac{\partial p}{\partial x} - \frac{\eta}{\rho} \cdot \left(\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial z^2} \right) = 0$$

$$\frac{dv}{dt} + 2\omega u \cdot \sin \varphi + \frac{1}{\rho} \cdot \frac{\partial p}{\partial y} - \frac{\eta}{\rho} \cdot \left(\frac{\partial^2 v}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial z^2} \right) = 0$$

$$\frac{dw}{dt} - 2\omega u \cdot \cos \varphi + g + \frac{1}{\rho} \cdot \frac{\partial p}{\partial z} - \frac{\eta}{\rho} \cdot \left(\frac{\partial^2 w}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial z^2} \right) = 0$$

u, v, w sind Komponenten des Geschwindigkeitsvektors s mit den Lagekoordinaten $x = r \lambda, y = r \varphi, z = r + h$. λ ist die geographische Länge, φ die geographische Breite, r der mittlere Erdradius und h die Höhe über der mittleren Erdoberfläche. ω ist die Winkelgeschwindigkeit der Erdrotation, p der lokale Luftdruck, $\eta = \eta(\vartheta)$ die dynamische Zähigkeit der Luft und $\rho = \rho(p, \vartheta)$ die Luftdichte.

Die allgemeine Betrachtung führt zu einigen Sonderfällen der Bewegung von Luftkörpern.

Alle Luftbewegungen in freier Atmosphäre sind instationär. Die räumliche Temperaturverteilung weist Unstetigkeiten auf. Die Temperaturänderung vertikal bewegter Luftmassen erfolgt isentrop.

In der untersten Luftschicht, der Troposphäre, herrscht labile Schichtung vor. Kleine Störungen ergeben vertikale Luftbewegungen, *Auf- und Abwinde*.

Der *geostrophische Wind* ist die Bewegung von Luftteilchen in Höhen, die von der Bodenreibung unbeeinflusst sind (ab ca. 1000 Meter Höhe). Die Bewegung erfolgt tangential zu den gerade oder schwach gekrümmt verlaufenden Isobaren.

Bei stationärer Luftbewegung auf Bahnen mit annähernd konstanter, starker Krümmung wird $ds/dt \approx s^2/R$. Reibungsglieder dürfen vernachlässigt werden. Dies ist der sogenannte *Gradientwind*.

Die an bestimmte Tageszeiten gebundene Land- und Seewinde sowie Berg- und Talwinde sind sogenannte *antitripische Winde*.

Bei Durchzug von Kaltluftfronten tritt der *zyklostrophische* oder *EULER-Wind* mit hohen Windgeschwindigkeitswerten auf.

Besondere, globale Windströmungen

Nordpol

Polarkreis

Wendekreis
des Krebses

Äquator

Wendekreis des
Steinbocks

Südlicher
Polarkreis

Südpol



Entwicklung der Windströmung ohne Erdrotation

Polarer
Ostwind

Westwind
vorherrschend

Rosbreiten

Nordostpassat

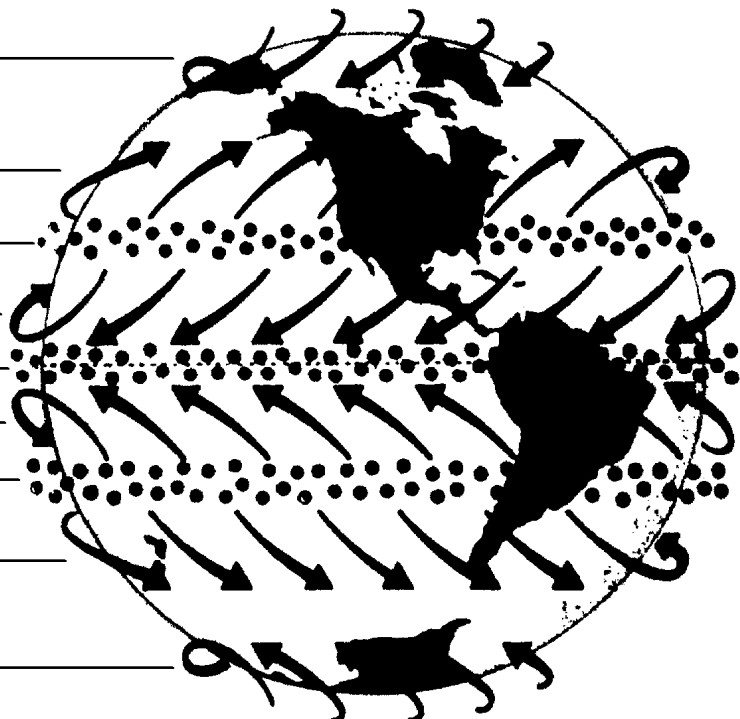
Kalmenzone

Südostpassat

Rosbreiten

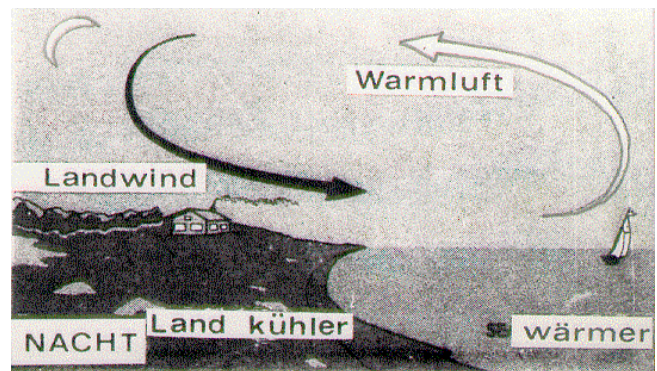
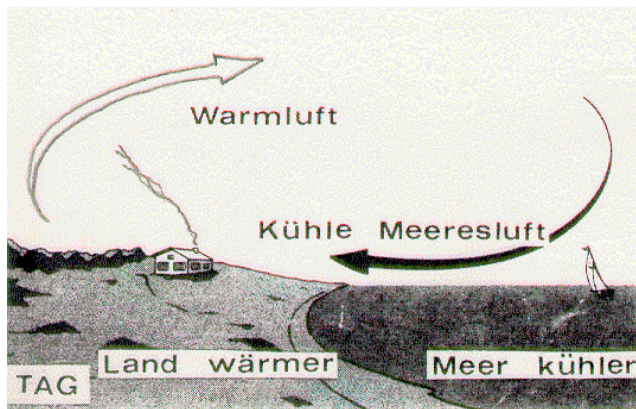
Westwind
vorherrschend

Polarer
Ostwind



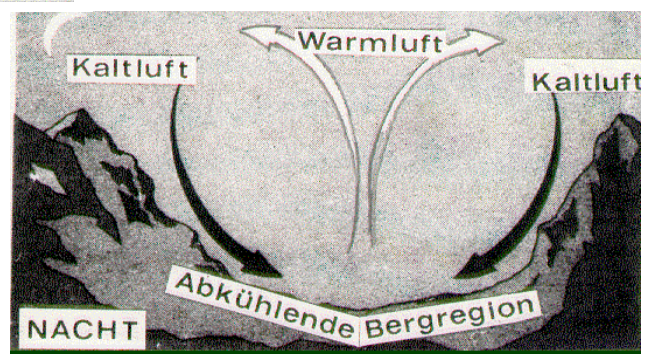
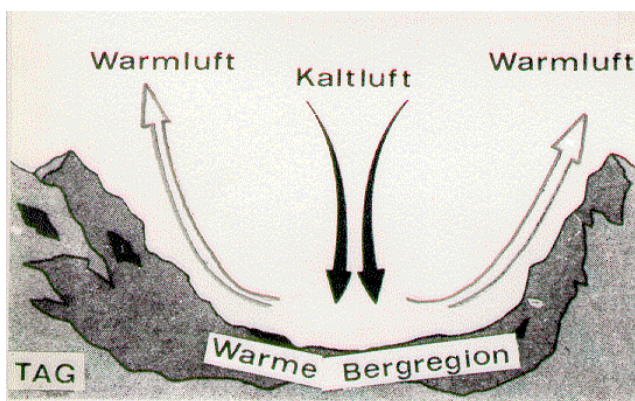
INSTITUT FÜR FLUGZEUGBAU UNIVERSITÄT STUTTGART	Freifahrende Turbinen - Windenergie	1999 2
<i>Entwicklung der Windströmung mit Erdrotation</i>		

Entstehung von Landwind und Seewind



Antitriptische Winde

Entstehung von Bergwind und Talwind



Verlauf der Windgeschwindigkeit über Grund

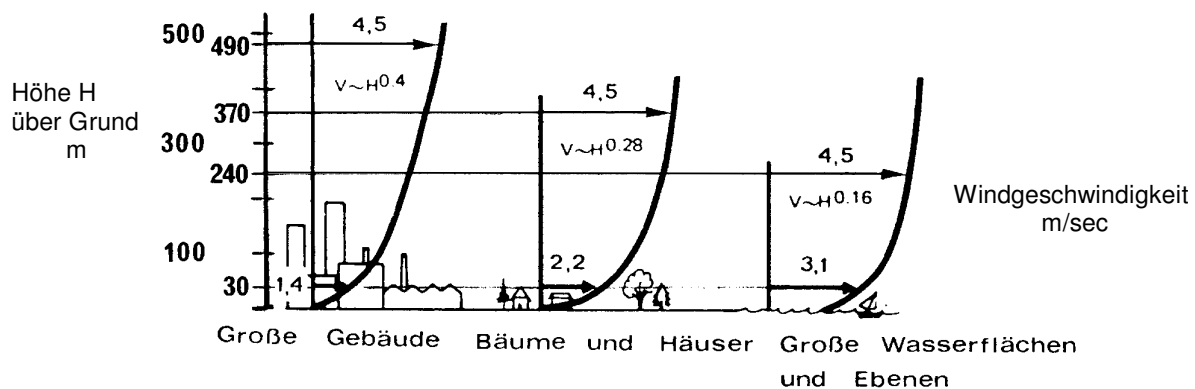
Die Zunahme der Windgeschwindigkeit über dem Erdboden hat idealisiert betrachtet einen parabolischen Verlauf. Es existieren zwei Verfahren zur näherungsweisen Berechnung der Windgeschwindigkeit über Grund.

1. Methode $V_H = V_{10} \cdot (H / 10)^a$

Der Exponent a ist für 3 typische Bodenkonfigurationen näherungsweise angegeben. V_{10} ist die Windgeschwindigkeit in der international festgelegten Meßhöhe von 10 Metern über Grund. Die gewünschte Höhe H wird in Metern eingesetzt.

- $a = 0,16$ für glatte, ebene Flächen (Meer, unmittelbare Küstennähe)
- $a = 0,28$ für nieder bewachsene, ebene Flächen (Küstenhinterland)
- $a = 0,40$ für Grenzschichten z.B. über Städten mit hohen, künstlichen Hindernissen

Beispiele: Quickborn $a = 0,20$
Hamburg $a = 0,23$
Karlsruhe $a = 0,35$

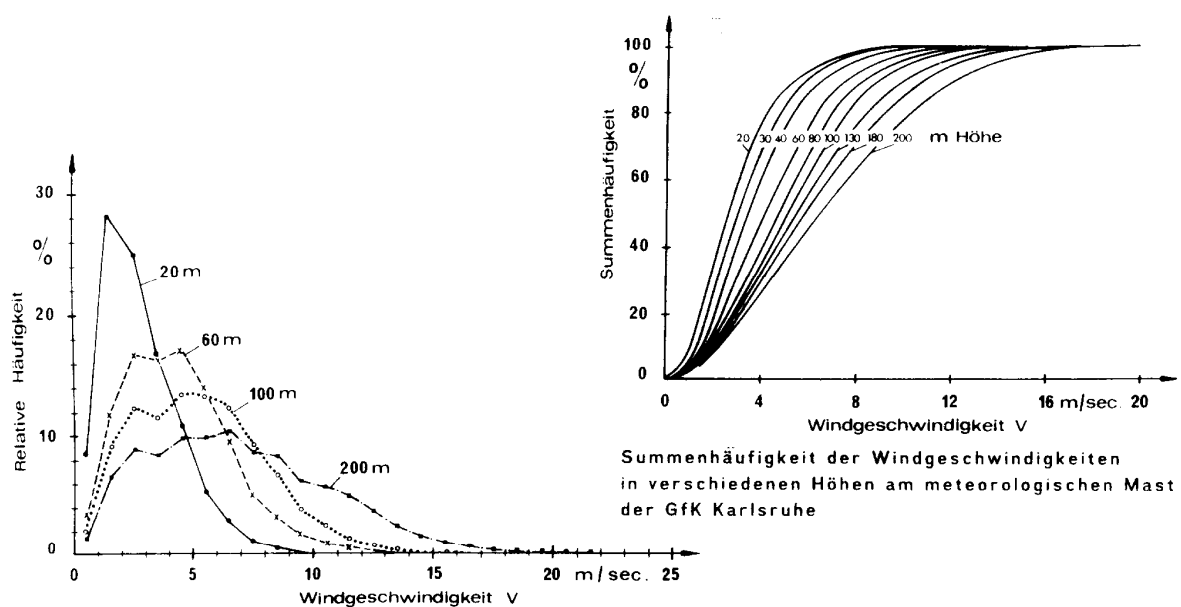


2. Methode

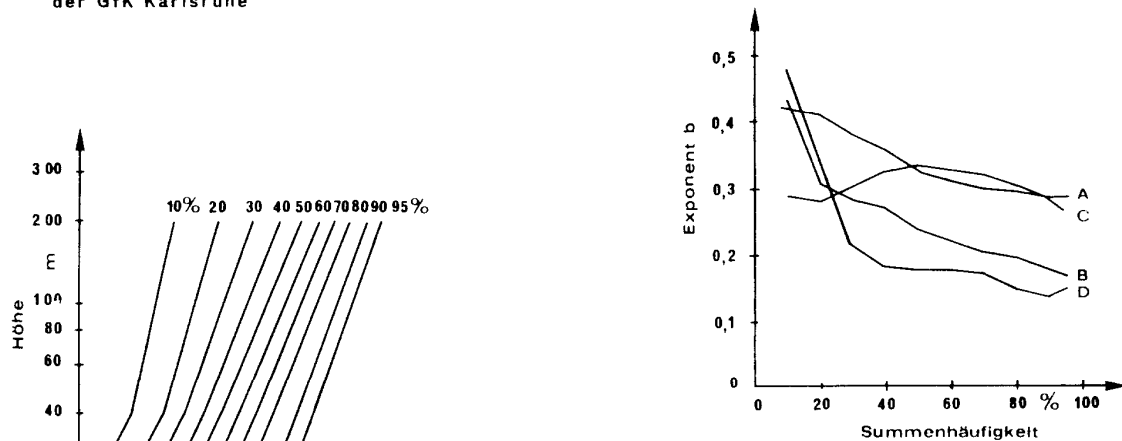
Es werden nicht einzelne Geschwindigkeiten, sondern Summenhäufigkeitslinien umgerechnet. Man bezieht sich auf eine bestimmte, prozentuale Summenhäufigkeit (Häufigkeitslinie), z.B.:

$$V_{H,20\%} = V_{10,20\%} \cdot (H / 10)^b$$

Es werden meist 10 Exponenten b ermittelt. Für jeden Summenhäufigkeitswert nimmt V nach einem Potenzgesetz zu, wobei steigende Summenhäufigkeit steilere Kurven ergibt, d.h. kleinere Exponenten b .



Absolute Häufigkeit der Windgeschwindigkeiten in verschiedenen Höhen am meteorologischen Mast der GfK Karlsruhe



Abhängigkeit der Windgeschwindigkeiten für die verschiedenen Summenhäufigkeiten von der Höhe

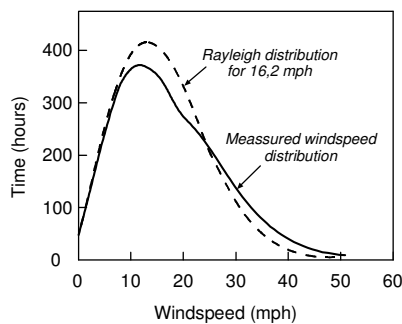
Abhängigkeit des Exponenten b der Höhenumrechnung von der Summenhäufigkeit

- A Hamburg Funkturm
- B Hamburg Flugplatz
- C Karlsruhe Kernforschungszentrum
- D Quickborn

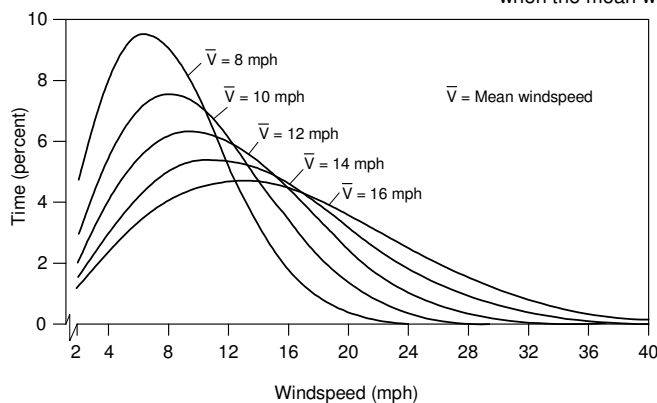
Aus der Mathematik sind Wahrscheinlichkeits-Dichte-Funktionen bekannt die sich zur näherungsweisen Bestimmung von ortsspezifischen Windgeschwindigkeitshäufigkeitsverteilungen eignen.

Zur statistischen Beschreibung der Verteilung der Windgeschwindigkeiten wird z.B. die Weibull-Funktion benützt. 2 Form-Einstell-Parameter c und k sind dabei variabel. Für $k = 2$ erhält man den Spezialfall der Rayleigh-Verteilung.

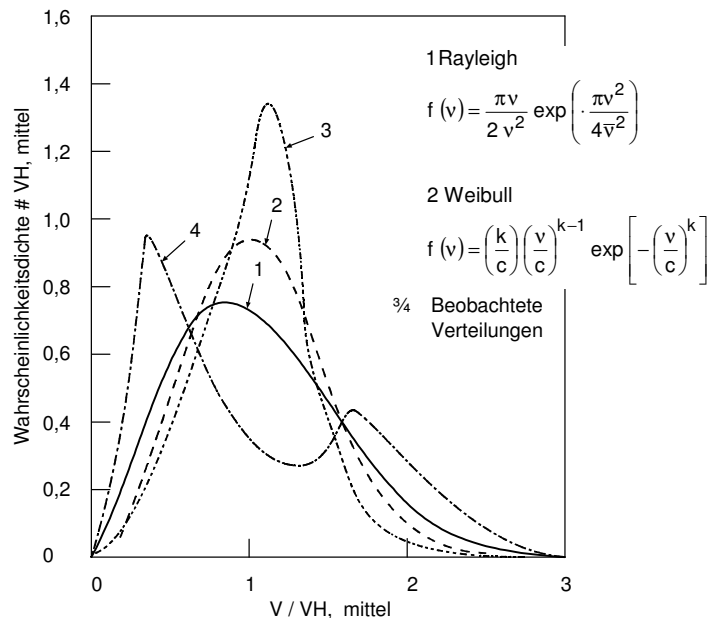
Aus den unten gezeigten Diagrammen (englisch beschriftet) wird die breite Variationsmöglichkeit der Form der Häufigkeitskurven ersichtlich. Der Bodenrauigkeitseinfluß und der Höheneinfluß auf die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten für spezielle Aufstellungsorte kann somit mathematisch berücksichtigt und vorhergesagt werden.



Comparison of Rayleigh and measured wind-speed distributions for St. Ann's Head, England.



The Rayleigh distribution versus windspeed for sites with mean windspeeds between 8 and 16 mph



The Rayleigh distribution takes the following form:

$$\text{Hours} = 8,760 \times \frac{\pi}{2} \times \frac{V}{\bar{V}^2} \times e^{-k}$$

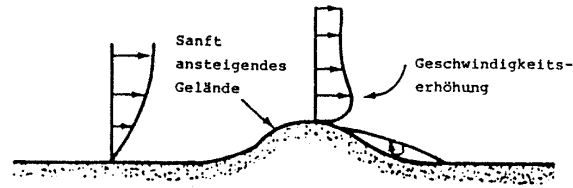
where V = windspeed
 \bar{V} = mean windspeed
 $p = 3,1416$
 $e = 2,718$

$$k = \frac{\pi}{4} \times \left(\frac{V}{\bar{V}}\right)^2$$

This equation gives you the total number of hours per year you can expect the wind to blow at a windspeed' / when the mean windspeed is 6 at that site.

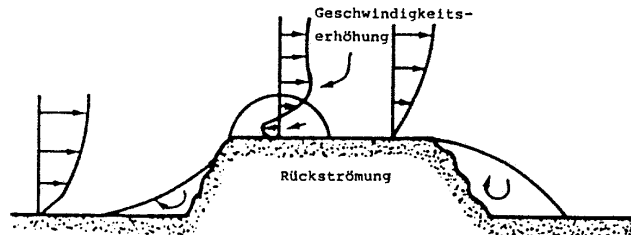
INSTITUT FÜR FLUGZEUGBAU UNIVERSITÄT STUTTGART	Freifahrende Turbinen - Windenergie	1999 6
<p><i>Turbulenz</i></p> <p>Moderne, sinnvolle und technisch machbare Windenergie-Konverter werden immer in einer voll turbulenten Grenzschicht (Mindestdicke 300 bis 500 m) stehen. Die Schwingzeit der Turbulenz reicht von</p> <ul style="list-style-type: none"> a) wenigen Sekundenbruchteilen von kleingliedrigen Turbulenzballen (Einfluß auf: Lastannahmen der Einzelanlage, Energieverteilung über Rotorfläche) b) einigen Sekunden bis Minuten, Dimension einige 100 Meter (Gewitterwolken und -walzen, Strömungsumkehr), (Einfluß auf: Gruppeneinstellung, Anlagen-Farmen, Energieausbeute der einzelnen Anlage in der Gruppe) <p>bis hin zu</p> <ul style="list-style-type: none"> c) Tages- und Wochenintervallen, Großwetterlagen (Einfluß auf: Mehrere Anlagen -Farmen mit einigen 100 km Abstand im Verbund, Speicherfragen) <p><i>Standortfragen und Empfehlungen</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Windmessungen an Ort und Stelle; Extrapolation von nahegelegenen Wetterstationen für die Energieaussage mit großen Fehlern behaftet <ul style="list-style-type: none"> a) kontinuierlicher Schrieb b) Stundenmittel (8760 Werte/Jahr, Ermittlung 10 Minuten lang vor dem Meßzeitpunkt) c) Synoptische Einzelwertmessung (alle 3 oder 6 Stunden) d) Windmessungen 1 Jahr um jahreszeitliche Schwankungen zu erfassen (10-Jahresrhythmus von windschwachen/windstarken Jahren ist bekannt) 2. Beurteilung der Umgebung, Topographie, Bebauung, Abschätzung der Höhenzunahme der Windgeschwindigkeit, Entscheidung über Turmhöhe 3. Spacing (Rastereinstellung) bei Windenergie – Konverter - Farmen, Hauptwindrichtung beachten, 10 - 15 Rotordurchmesser Windlaufstrecke zur Störungsauffrischung durch turbulenten Ausgleich aus energiereicheren, höheren Luftschichten 		

Standortfragen



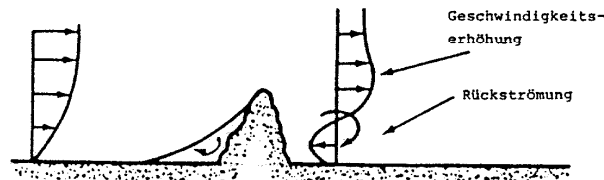
(a) Mäßig gewellte Hügel oder Bergrücken

(geeignete Standorte)



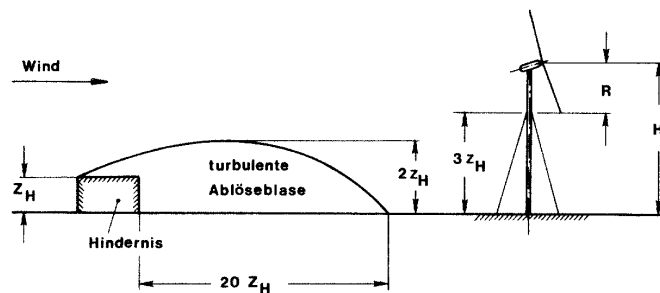
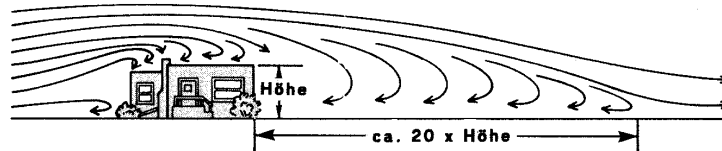
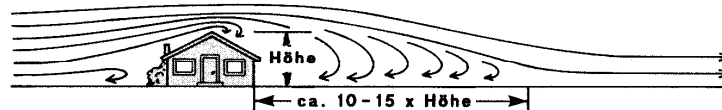
(b) Hügel oder Bergrücken mit steilen Flanken

(ungeeignete Standorte)



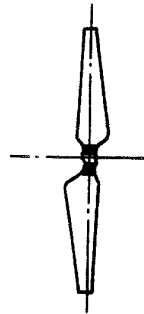
(c) Scharfe Erhebungen und Hindernisse

(können im Einzelfall geeignet sein)

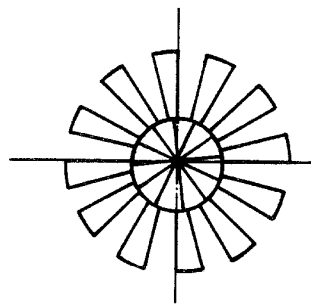


Horizontale Achse, auftriebnutzend

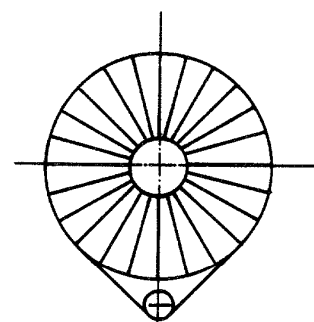
Typologie



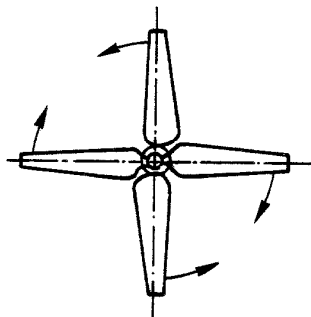
SCHNELLÄUFER



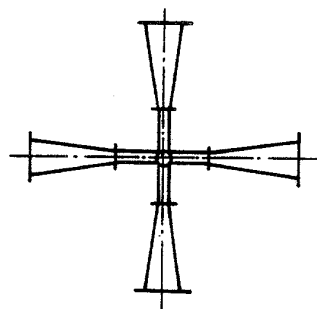
LANGSAMLÄUFER



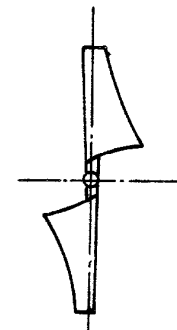
BICYCLE TYP



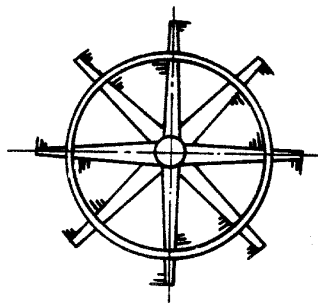
GEGENLÄUFIG



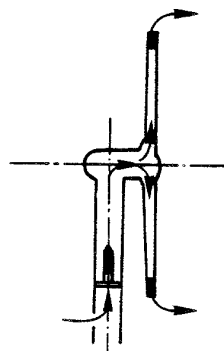
FLETTNER



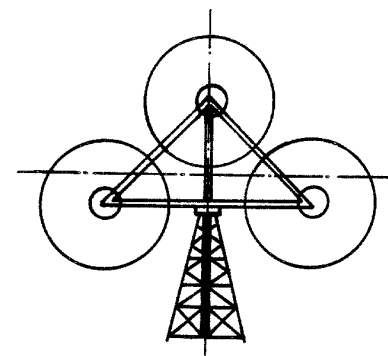
SEGEL - ROTORBLATT



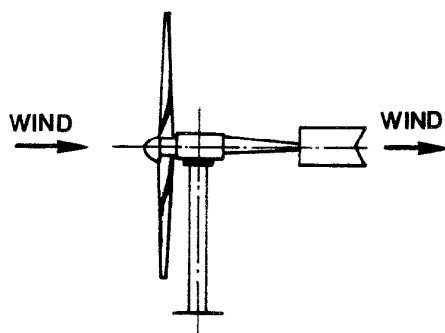
RINGGENERATOR



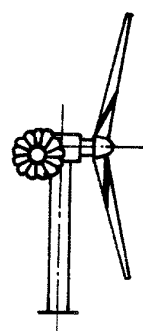
PNEUMATISCHE WELLE



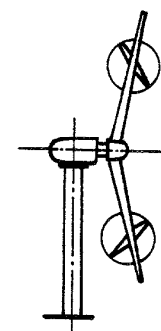
MEHRFACHROTOR



WINDFAHNE

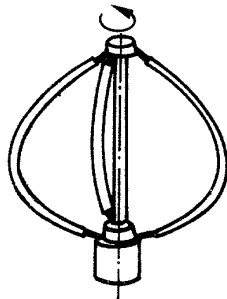


SEITENRAD

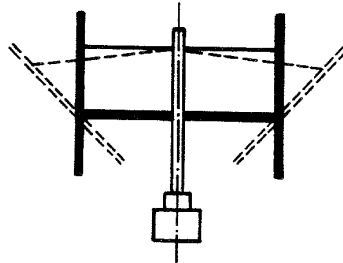


SCHLEPPTURBINE

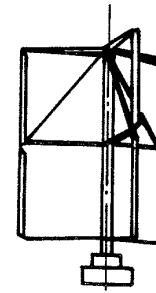
Vertikale Achse, auftriebnutzend



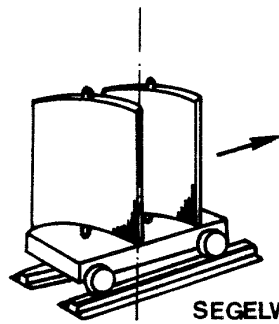
DARRIEUS



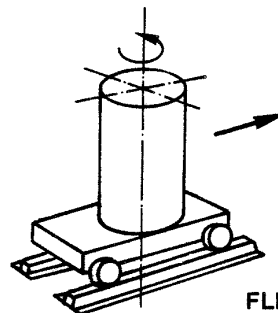
H - DARRIEUS



GIROMILL

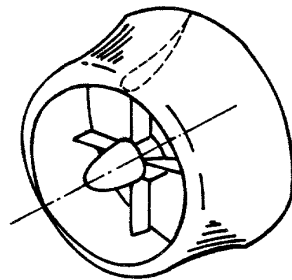


SEGELWAGEN

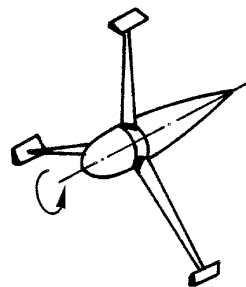


FLETTNER - WAGEN

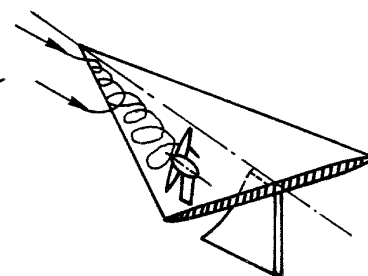
Konzentrierende Maschinen



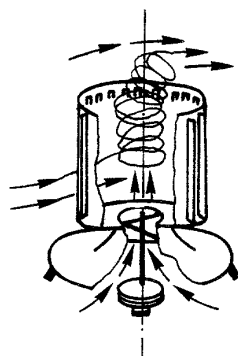
MANTELTURBINE



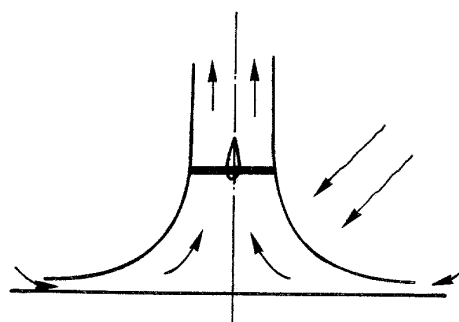
QUASI - MANTEL



VORDERKANTENWIRBEL

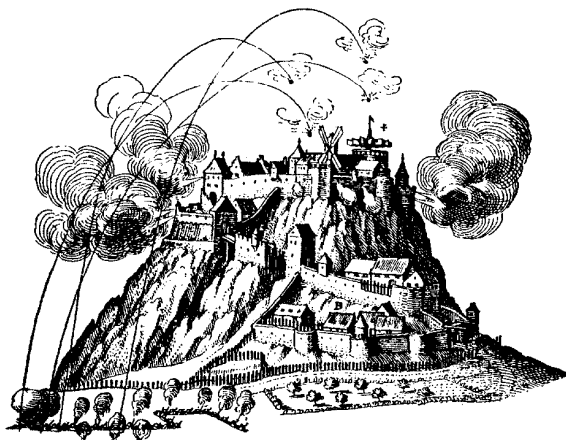
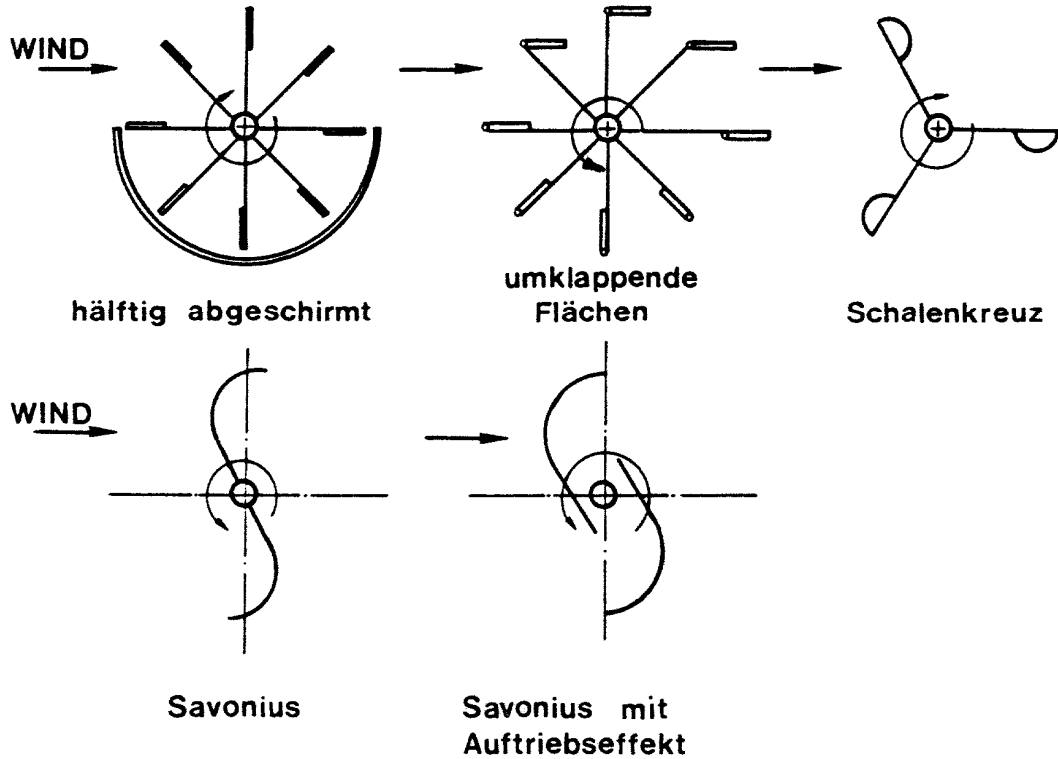


TORNADO TYP



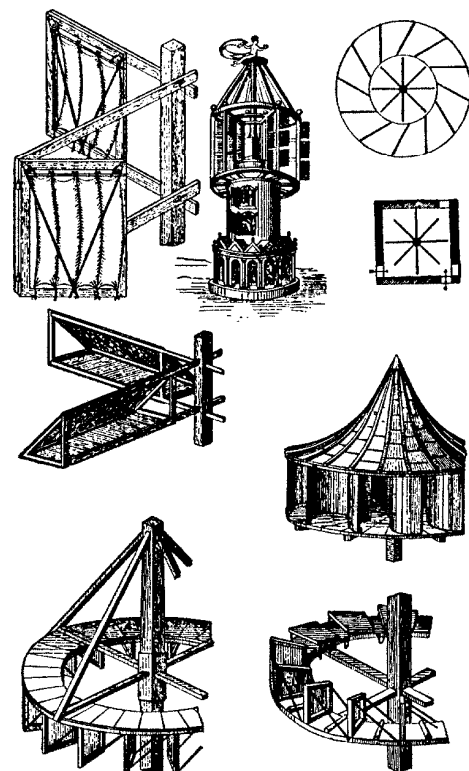
THERMIK - TURM

Horizontale oder vertikale Achse, widerstandnutzend

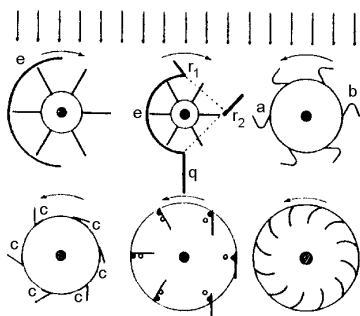


Windturbinen auf dem Hohentwiel 1641

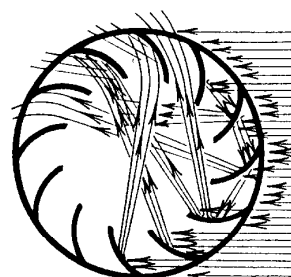
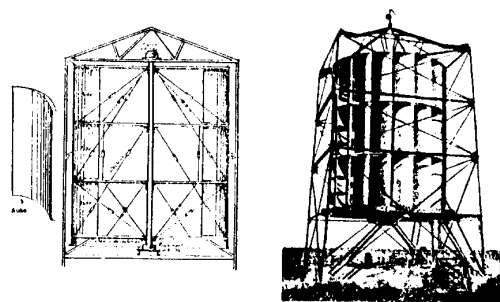
Historische Windmühlen - Typen



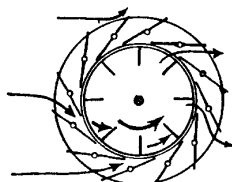
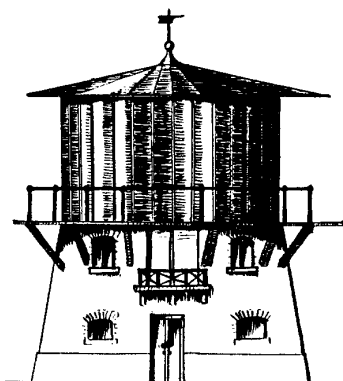
Alte, horizontale Windräder



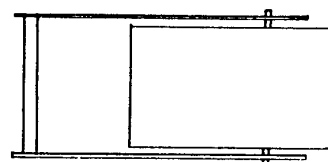
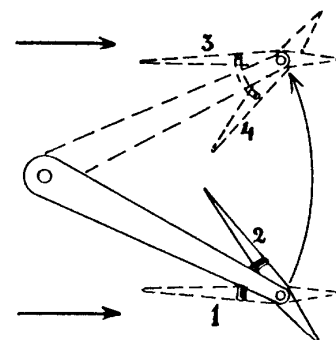
Pananemonen,
Vertikal-Achsen-Anlagen, schematisch



Vertikal-Achsen-Anlage von Lafond, Montpellier, 1930

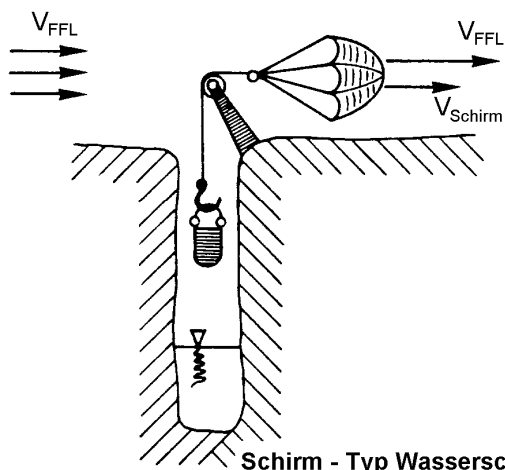


Vertikal-Achsen-Anlage von Wolf



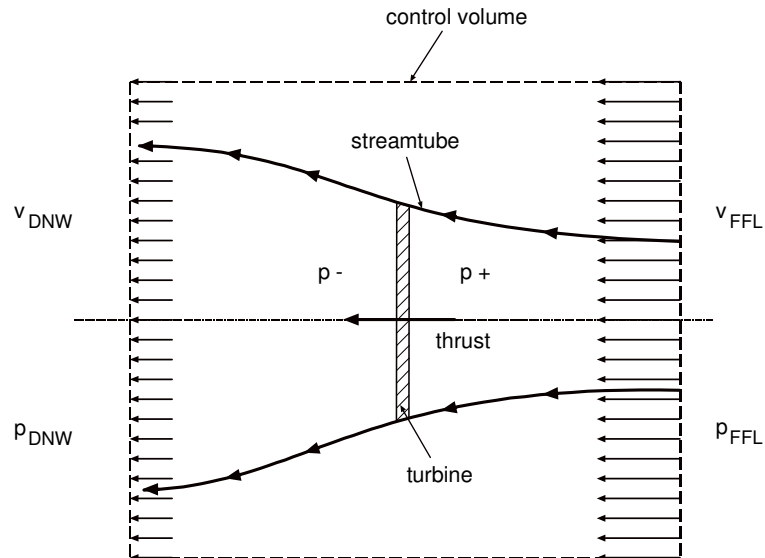
- 1 Tiefste Stellung der Fläche, die hierauf vom Wind in die begrenzte Stellung
- 2 umgelegt wird. Auftrieb
- 3 obere Umkehrgrenze. Der Wind legt die Fläche in die
- 4 Stellung. Abtrieb

Oszillierende, "schlagende" Windkraftanlage



Schirm - Typ Wasserschöpfwerk

Theorie



1. Annahmen:
- keine Reibung
 - definierte, begrenzte Stromröhre
 - keine statischen Druckunterschiede
 - Schubbelastung über Querschnitt konstant
 - kein drehende Strömung hinter dem Rotor, ohne Drall

nach Betz ergibt sich: $P_{\max} = C_{P,\max} \cdot \frac{\rho}{2} \cdot v_{\text{FFL}}^3 \cdot A \quad (10)$

$$C_{P,\max} = 16/27 \approx 0,59259... \quad \text{für } \zeta = v_{\text{DNW}} / v_{\text{FFL}} = 1/3 \quad (11)$$

2. Annahmen wie unter 1. und zusätzlich:

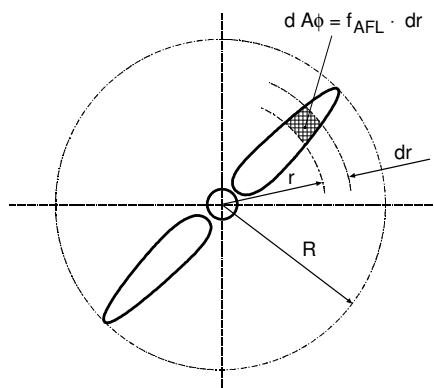
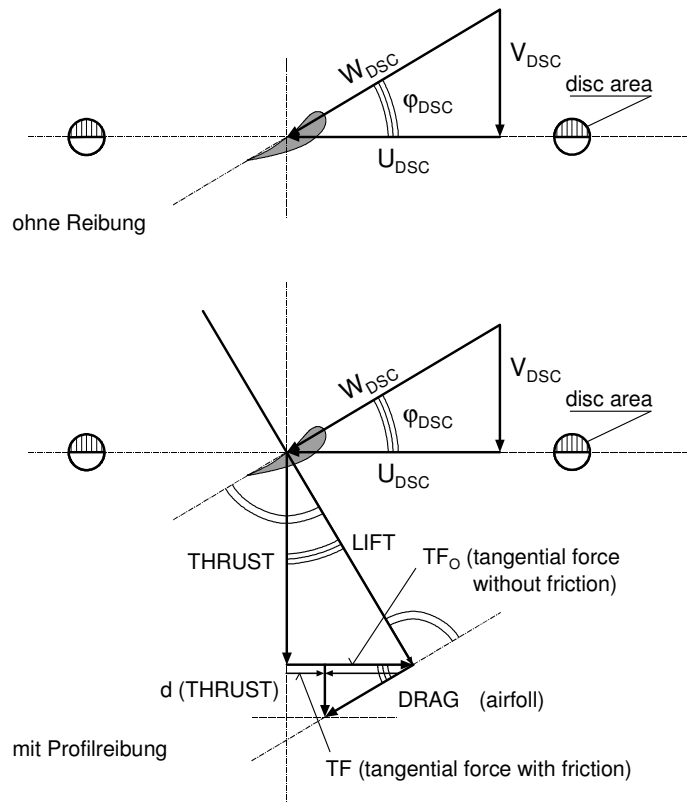
- Strömung hinter dem Rotor mit Drall
- quasi unendlich viele Rotorblätter (Siebmodell)

nach Prandtl/Betz: $C_{P,\text{ideal}} = \frac{(1-\zeta^2)}{2} \cdot (1+\zeta) \quad (28)$

nach Hütter: $C_{P,\text{ideal}} = (1+\zeta) \lambda_{\omega}^2 [R-1] \quad (26), \quad R = \sqrt{1 + \frac{(1-\zeta^2)}{\lambda_{\omega}^2}} \quad (22)$

3. Annahmen wie unter 1. und 2. Jedoch jetzt mit Reibung und endlicher Rotorblattzahl z :

Strömungsverhältnisse am Rotorblatt – Schnitt



Leistungsbeiwert $C_P \equiv \frac{\text{Rotorwellenleistung}}{V_{FFL}^3 \cdot A_\phi \cdot \rho / 2}$ (58) (59)

Schub/Widerstands-Beiwert $C_{D,RTR} \equiv \frac{\text{Rotorschub / Widerstand}}{V_{FFL}^2 \cdot A_\phi \cdot \rho / 2}$

Drehmomentenbeiwert $C_{TRQ} \equiv C_P / \lambda_{\omega TIP}$

Flächenbelastung $\pi \equiv \frac{\text{Installierte Generatorleistung}}{A_\phi}$

Leistung $P = M \cdot \omega$

Drehmoment $M = C_{TRQ} \cdot V_{FFL}^2 \cdot \frac{\rho}{2} \cdot A_\phi \cdot R_{TIP}$

$\lambda_{\omega TIP} = R_{TIP} \cdot \omega / V_{FFL}$

$\omega = V_{FFL} \cdot \lambda_{\omega TIP} / R_{TIP}$

Auflösung der Rotorfläche in Kreisringe

Indices

AFL	=	airfoil	=	aerodynamisches Profil
D	=	drag	=	Widerstand W
DNW	=	downwind	=	weit stromabwärts
DSC	=	disc	=	Rotorebene
FFL	=	free flow	=	ungestörte Strömung
L	=	lift	=	Auftrieb A
LDR	=	lift to drag ratio	=	Gleitzahl E
P	=	power	=	Leistung P
RTR	=	rotor	=	auf den Rotor bezogen
TIP	=	rotortip	=	die Flügelspitze betreffend
TRQ	=	torque	=	Drehmoment M
TRS	=	thrust	=	Schub S
Z	=	number of blades	=	Blattzahl Z
(1)	=	$C_{Lift} = 1$	=	Auftriebsbeiwert $C_a = 1$
\emptyset	=	rotor area	=	Rotorfläche im Wind A_{\emptyset}

Festlegung

- ① $r_i = r_{TIP} \sqrt{i/n}$
- ② $r_{si} = r_{TIP} \frac{2}{3 \sqrt{n}} (i^{3/2} - (i-1)^{3/2}); 1 \leq i \leq n$
- ③ $\lambda_{w(r_{si})} = \lambda_{w(r_{TIP})} \cdot (r_{si}/r_{TIP})$
- ④ $\lambda_{w(r_{TIP})} \equiv \lambda_{w,RTR}, r_{TIP} \equiv r_{RTR} \equiv D/2$
- ⑤ $\xi \equiv v_{DNW}/v_{FFL} \quad (11)$

Abkürzungen

- ⑥ $E_{(r_{si})} \equiv (C_{L,AFL}/C_{D,AFL})_{(r_{si})} \equiv LDR$
- ⑦ $Re_{(r_{si})}^* = r_{(si)} \cdot v_{FFL}/\nu_{Luft};$
 $\nu_{Luft} \approx 15,1 \cdot 10^{-6} [m^2/s]$
- ⑧ $R_{(r_{si})} \equiv \sqrt{1 + [(1 - \xi_{(r_{si})}^2)/\lambda_{w,(r_{si})}^2]} \quad (22)$
- ⑨ $K_{(r_{si})} \equiv (1 - \xi_{(r_{si})}^2) (LDR_{(r_{si})} \cdot \lambda_{DSC(r_{si})} + 1) / LDR_{(r_{si})} \cdot \lambda_{DSC(r_{si})} \equiv C_{TRS} \equiv C_{D,RTR} \quad (38)$

Integrationen

$$\textcircled{10} \quad C_{P, RTR} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{i=n} C_{P(r_{si})}$$

$$\textcircled{11} \quad C_{TRO, RTR} = C_{P, RTR} / \lambda_{w, RTR} \quad (59)$$

$$\textcircled{12} \quad C_{D, RTR} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{i=n} K_{(r_{si})}$$

Formeln

$$\textcircled{13} \quad C_{P(r_{si})} = \eta_{Z, RTR} \cdot \eta_{LDR(r_{si})} \cdot C_{P(r_{si}), id.} \quad (28)$$

$$\textcircled{14} \quad \eta_{Z, RTR} = (1 - (2 \ln 2/z \cdot \sqrt{1 + \lambda_{DSC(r_{si})}^2}))^2 \quad (41)$$

$$\textcircled{15} \quad \eta_{LDR(r_{si})} = (1 + \sqrt{1 - K_{(r_{si})}}) \cdot (LDR_{(r_{si})} - \lambda_{DSC(r_{si})}) / LDR_{(r_{si})} (1 + \zeta_{(r_{si})}) \quad (39)$$

$$\textcircled{16} \quad C_{P(r_{si}), id.} = (R_{(r_{si})} - 1) (1 + \zeta_{(r_{si})}) \cdot \lambda_{w(r_{si})}^2 \quad (26)$$

$$\textcircled{17} \quad Re_{(r_{si})} = Re_{(r_{si})}^* \cdot 4 \pi (1 - \zeta_{(r_{si})}) / z \cdot \lambda_{DSC(r_{si})} \cdot C_{L, AFL(r_{si})}$$

$$\textcircled{18} \quad f_{AFL(r_{si})} = 8 \pi r_{(si)} (1 - \zeta_{(r_{si})}) / z \cdot C_{L, AFL(r_{si})} \cdot (1 + \zeta_{(r_{si})}) \lambda_{DSC(r_{si})} \sqrt{1 + \lambda_{DSC(r_{si})}^2} \quad (49)$$

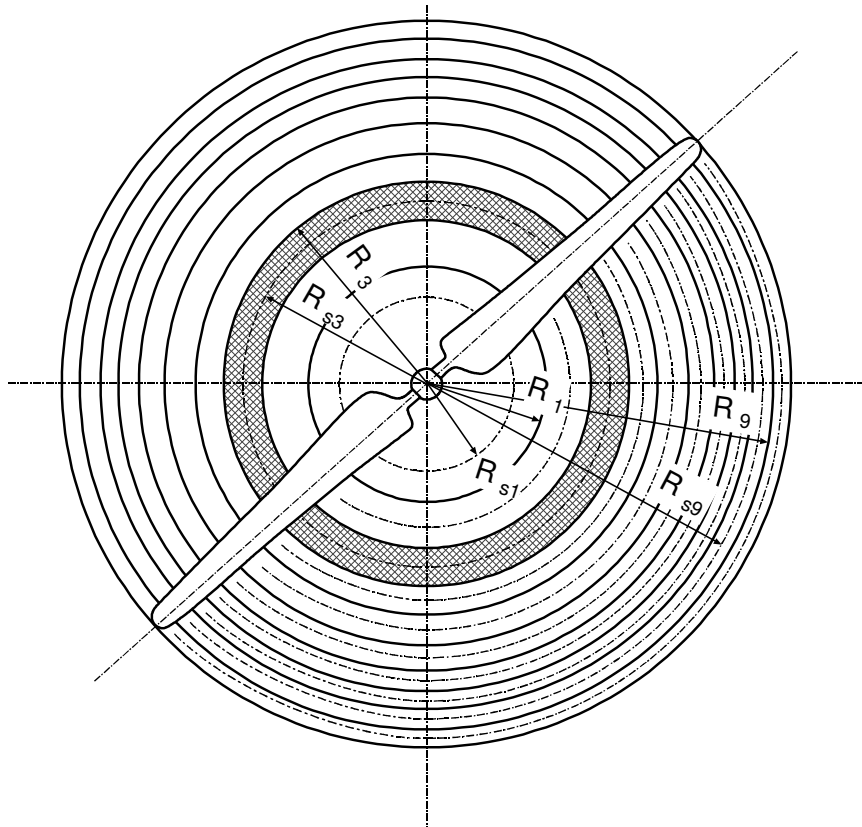
$$\textcircled{19} \quad \lambda_{DSC(r_{si})} = (1 + R_{(r_{si})}) \lambda_{w(r_{si})} / (1 + \zeta_{(r_{si})}) \quad (40)$$

$$\textcircled{20} \quad \varphi_{DSC(r_{si})} = \arctan 1/\lambda_{DSC(r_{si})} \quad (29)$$

Die Zahlen in Klammern verweisen auf die entsprechenden Formeln in der Herleitung während der Vorlesung

Beispiel GROWIAN:

Rotordurchmesser 100,4 m; Nenndrehzahl 18,5 U/min; Auslegungswindgeschwindigkeit 12,0 m/s; Auslegungsschnellaufzahl $\lambda_w = 8,072$; Umfangsgeschwindigkeit im Betriebspunkt $U_{TIP} = 96,87$ m/s; Nennleistung 3 MW.

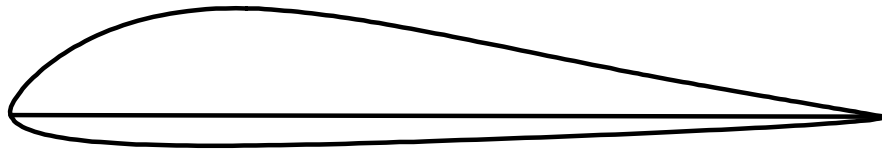


Punkt Nr. $i = 10-1$	Teilung	Profil	Blatt- Dicke [%]	Blatt- Radius [m] R_{si}	Blatt- Tiefe [mm] f_{AFI}
10	10/10	FX 77-W-153	15,2	48,728	1375
9	9/10	↑	15,5	46,091	1520
8	8/10		16,0	43,293	1680
7	7/10		16,5	40,301	1845
6	6/10		17,0	37,068	2028
5	5/10		17,5	33,524	2230
4	4/10	↓	18,3	29,555	2450
3	3/10		20,5	24,958	2710
2	2/10		23,0	19,273	3025
1	1/10		39,0	10,541	3512

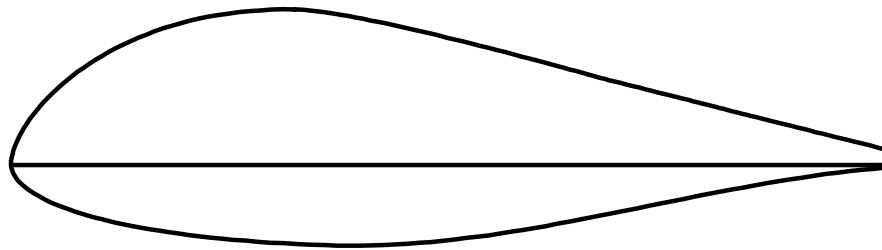
Koordinaten der bei GROWIAN verwendeten aerodynamischen Profile

		FX 77-W-153		FX 77-W-258 (FX 77-W-270 s)		FX 77-W-343 (FX 77-W-400 u. -500)	
Nr.	x	YO	YU	YO	YU	YO	YU
2	.99893	.00084	.00097	.00636	-.00503	.02139	-.02084
3	.99572	.00099	.00141	.00737	-.00563	.02244	-.02067
4	.99039	.00143	.00216	.00870	-.00535	.02383	-.02041
5	.99296	.00231	.00325	.01035	-.00512	.02557	-.02022
6	.97347	.00367	-.00464	.01240	-.00506	.02779	-.02025
7	.96194	.00561	-.00627	.01483	-.00521	.03044	-.02054
8	.94844	.00801	-.00793	.01773	-.00572	.03369	-.02130
9	.93301	.01090	-.00962	.02104	-.00656	.03743	-.02245
10	.91573	.01408	-.01115	.02495	-.00794	.04193	-.02429
11	.89668	.01758	-.01263	.02923	-.00969	.04688	-.02657
12	.87592	.02118	-.01397	.03420	-.01217	.05273	-.02979
13	.85355	.02503	-.01536	.03951	-.01508	.05901	-.03353
14	.82967	.02902	-.01662	.04565	-.01881	.06625	-.03828
15	.80438	.03339	-.01797	.05193	-.02296	.07390	-.04356
16	.77779	.03794	-.01914	.05890	-.02803	.08248	-.04996
17	.75000	.04291	-.02044	.06633	-.03360	.09141	-.05697
18	.72114	.04802	-.02152	.07433	-.04010	.10124	-.06515
19	.69134	.05355	-.02276	.08246	-.04707	.11126	-.07387
20	.66072	.05913	-.02376	.09113	-.05409	.12203	-.08367
21	.62941	.06512	-.02490	.09963	-.06273	.13257	-.09343
22	.59755	.07113	-.02578	.10863	-.07070	.14370	-.10343
23	.56526	.07740	-.02601	.11728	-.07660	.15411	-.11093
24	.53270	.08363	-.02757	.12654	-.00155	.16510	-.11741
25	.50000	.08997	-.02846	.13530	-.08472	.17524	-.12169
26	.46730	.09606	-.02908	.144633	-.08732	.18562	-.12533
27	.43474	.10209	-.02984	.15263	-.00870	.19496	-.12738
28	.40245	.10758	-.03025	.16074	-.00970	.20408	-.12883
29	.37059	.11280	-.03088	.16730	-.08959	.21126	-.12843
30	.33928	.11696	-.03105	.17185	-.00920	.21617	-.12758
31	.30866	.12040	-.03154	.17340	-.08785	.21750	-.12531
32	.27886	.12105	-.03143	.17316	-.08640	.21677	-.12282
33	.25000	.12037	-.03166	.17039	-.00401	.21303	-.11906
34	.22221	.11791	-.03134	.16616	-.08163	.20757	-.11521
35	.19562	.11449	-.03123	.15975	-.07832	.19952	-.11019
36	.17033	.10954	-.03064	.15241	-.07517	.19034	-.10527
37	.14645	.10372	-.03021	.14329	-.07104	.17903	-.09919
38	.12408	.09639	-.02929	.13370	-.06724	.16710	-.09344
39	.10332	.08836	-.02849	.12248	-.06239	.15320	-.08650
40	.08427	.07928	-.02713	.11134	-.05803	.13928	-.08013
41	.06699	.07013	-.02590	.09869	-.05261	.12379	-.07250
42	.05156	.06014	-.02414	.06696	-.04787	.10884	-.06587
43	.03806	.05048	-.02255	.07397	-.04193	.09267	-.05777
44	.02653	.04032	-.02016	.06221	-.03699	.07799	-.05081
45	.01704	.03089	-.01817	.04961	-.03070	-.06240	-.04218
46	.00961	.02143	-.01482	.03902	-.02524	.04911	.03430
47	.00428	.01365	-.01115	.02722	-.01764	.03419	-.02386
48	.00107	.00591	-.00464	.01752	-.01273	.02141	-.01624

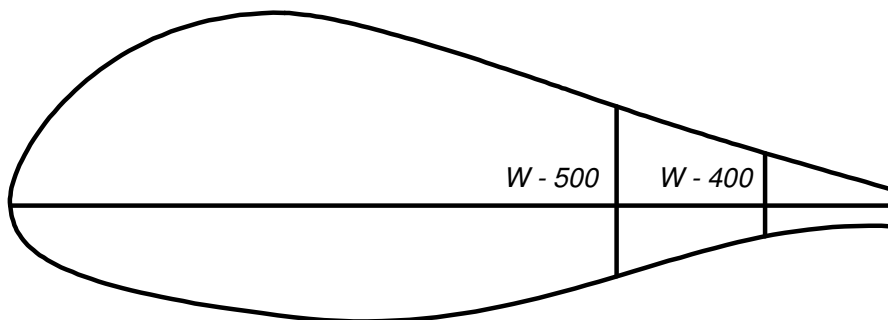
Aufrisse der bei GROWIAN verwendeten aerodynamischen Profile



Form des 15,3% dicken Profils **FX 77 - W - 153**



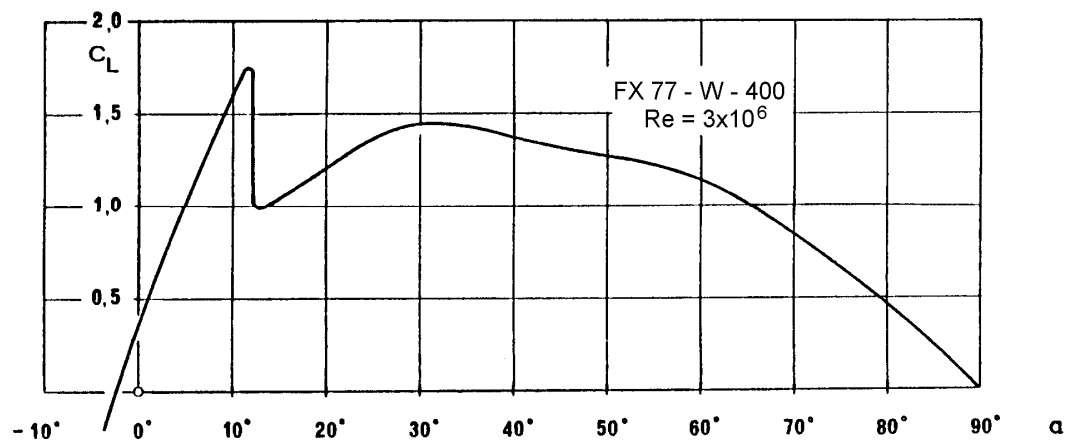
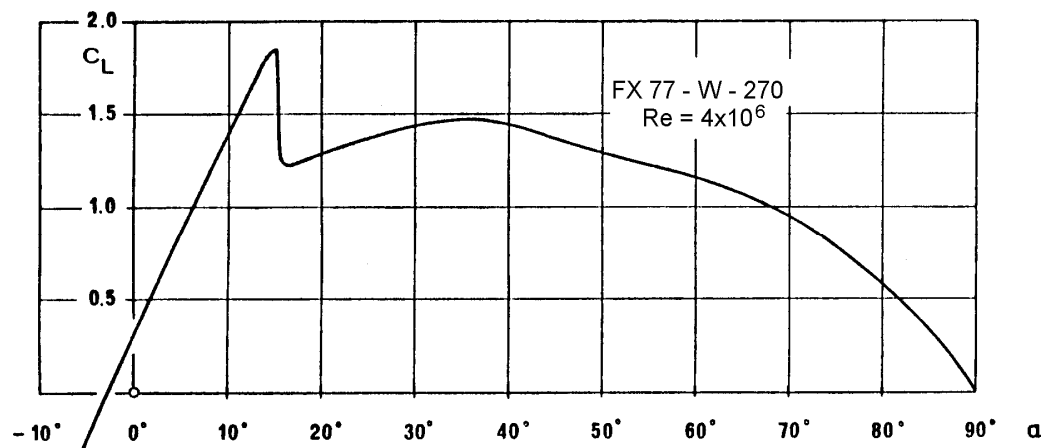
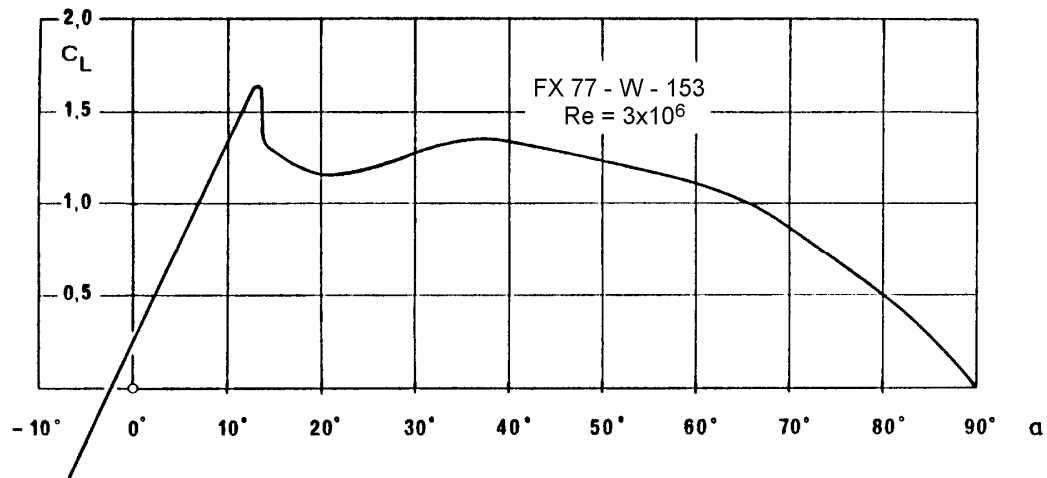
Form des 27% dicken Profils **FX 77 - W - 270 s**
(FX 77 - W - 258)



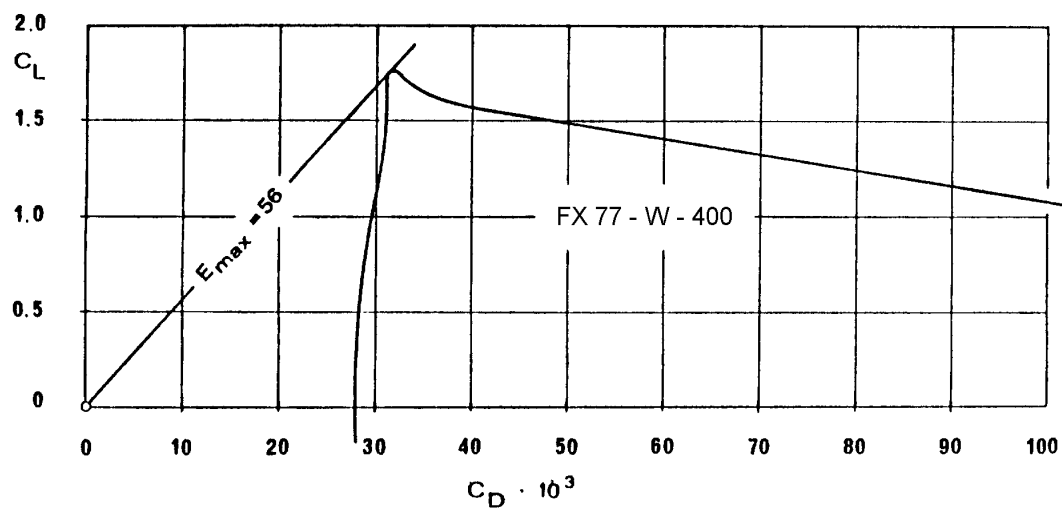
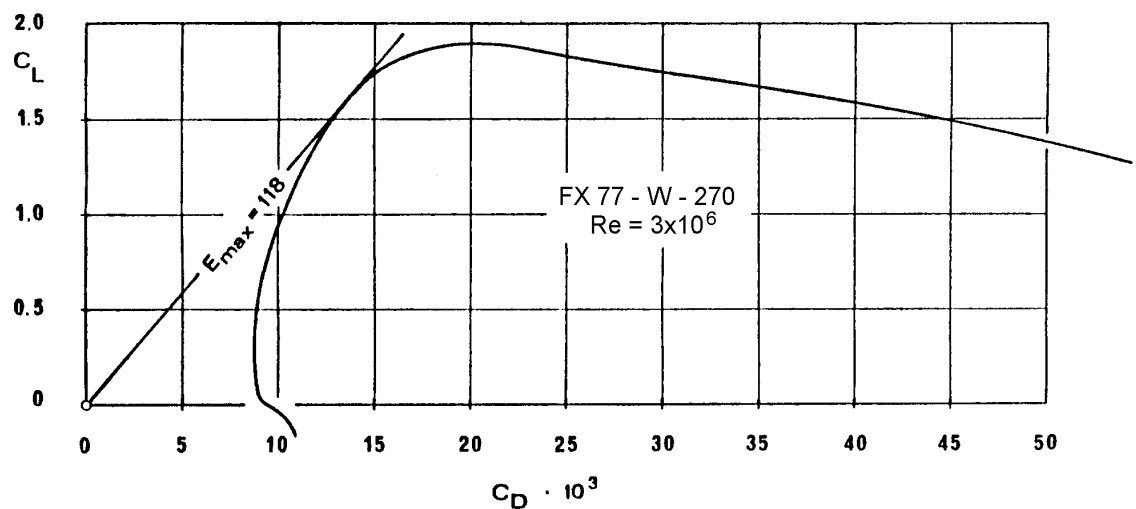
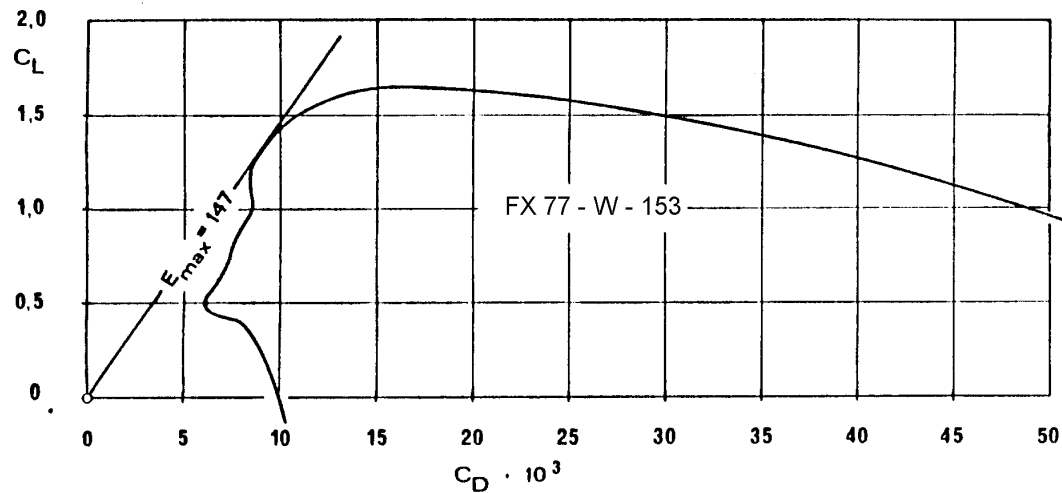
Form des 34,3% dicken Profils **FX 77 - W - 343**
sowie der Profile 400 und 500

Auftriebsbeiwert C_L über dem Anstellwinkel

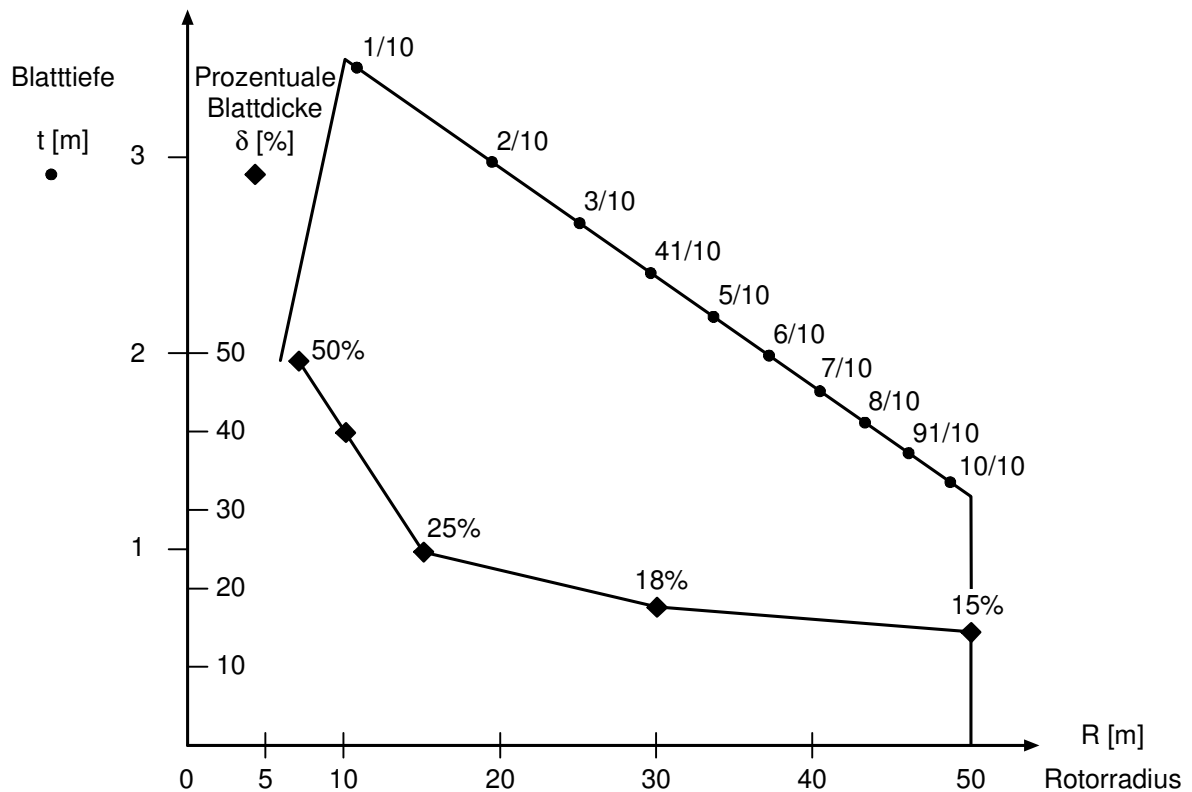
Der Verlauf wurde für Winkel $\alpha > 20^\circ$ sinnvoll ergänzt, entsprechend bekannter Messungen an anderen Profilen



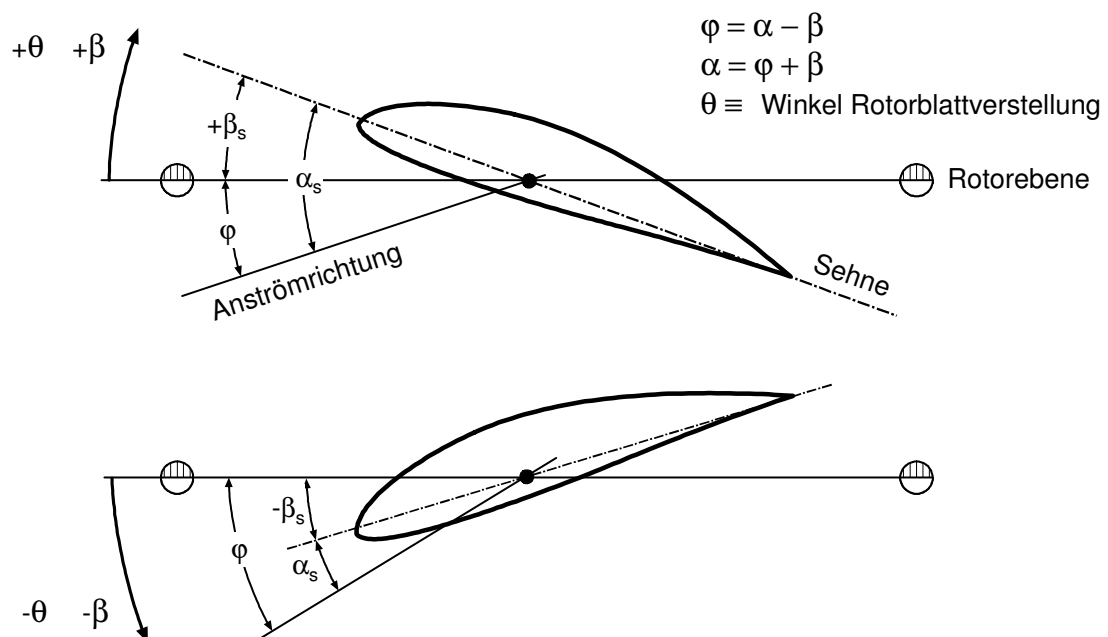
Polaren der bei GROWIAN eingesetzten aerodynamischen Profile



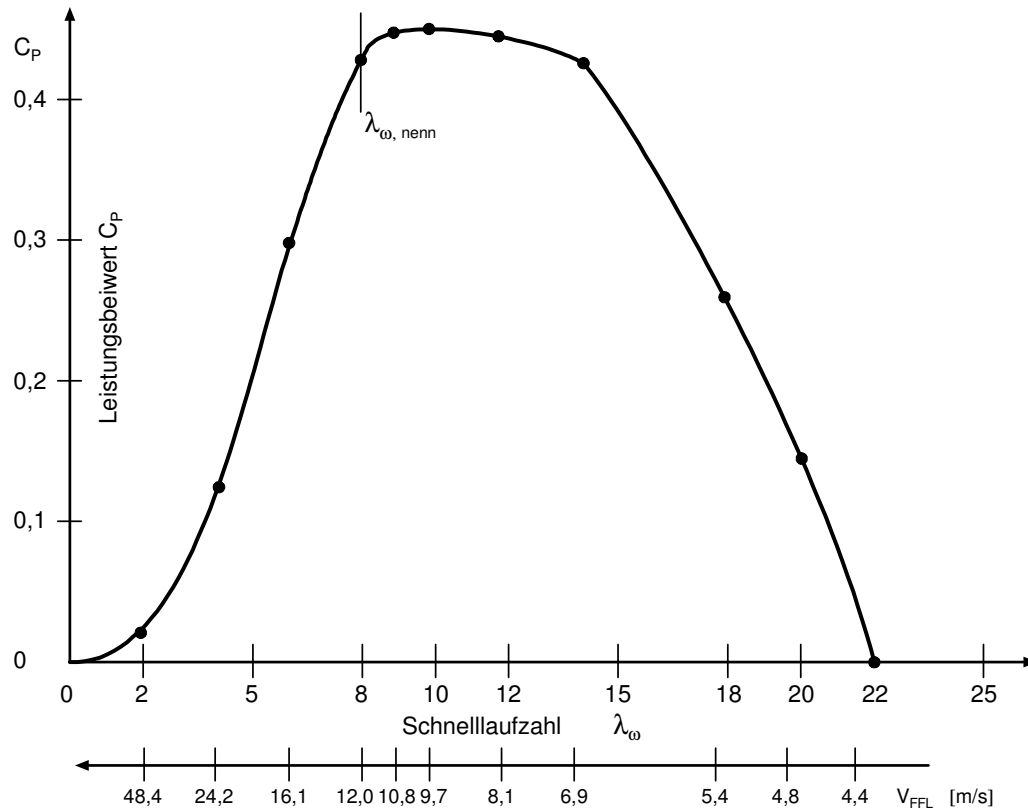
Flügelumriss des GROWIAN – Rotorblattes, Verlauf von Blattdicke / Blatattiefe



Winkeldefinitionen am Rotorblatt-Schnitt für Rotorblatt-Verwindung



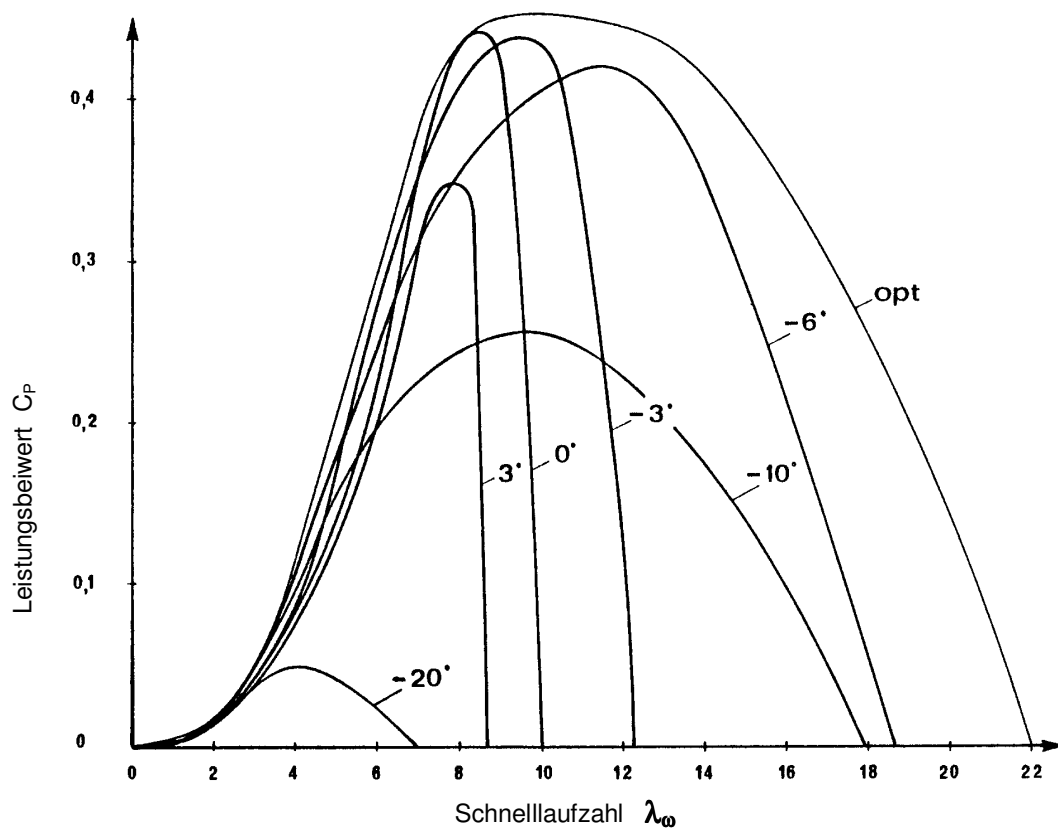
Rechnerergebnisse der optimalen $C_P - \lambda_\omega$ -Kurve



λ_ω	C_P
2	0,018
4	0,123
6	0,229
8,072	0,439
9	0,450
10	0,452
12	0,444
14	0,425
18	0,254
20	0,142
22	-0,004

$C_P - \lambda_\omega$ -Kurven für verschiedene Blattverstellwinkel θ

Punkt Nr. $i = 10 - 1$	Teilung	Profilsehnen – Einstellwinkel β_{si} für 5 verschiedene Blattstellungen θ					
		- 20°	- 10°	- 6°	- 3°	- 0°	+ 3°
10	10/10	- 12,37°	- 2,37°	1,63°	4,63°	7,63°	10,63°
9	9/10	- 13,04°	- 3,04°	0,96°	3,96°	6,96°	9,96°
8	8/10	- 13,77°	- 3,77°	0,23°	3,23°	6,23°	9,23°
7	7/10	- 14,51°	- 4,51°	- 0,51°	2,49°	5,49°	8,49°
6	6/10	- 15,19°	- 5,19°	- 1,19°	1,81°	4,81°	7,81°
5	5/10	- 15,67°	- 5,67°	- 1,67°	1,33°	4,33°	7,33°
4	4/10	- 16,05°	- 6,05°	- 2,05°	0,95°	3,95°	6,95°
3	3/10	- 16,43°	- 6,43°	- 2,43°	0,57°	3,57°	6,57°
2	2/10	- 17,69°	- 7,69°	- 3,69°	- 0,69°	2,31°	5,31°
1	1/10	- 32,97°	- 22,97°	- 18,97°	- 15,97°	- 12,97°	- 9,97°



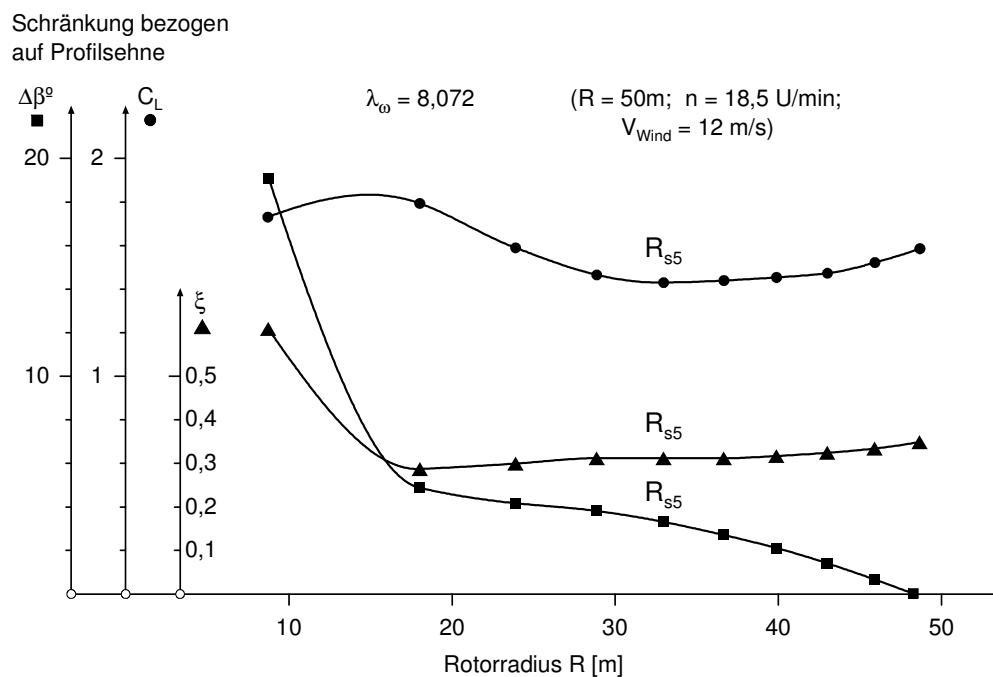
Ergebnisse für GROWIAN

Auslegungsschnelllaufzahl $\lambda_{\omega} = 8,072$; Rotordurchmesser $D = 100,4 \text{ m}$;
Nenndrehzahl $n = 18,5 \text{ U/min}$; Windgeschwindigkeit $V = 12,0 \text{ m/s}$

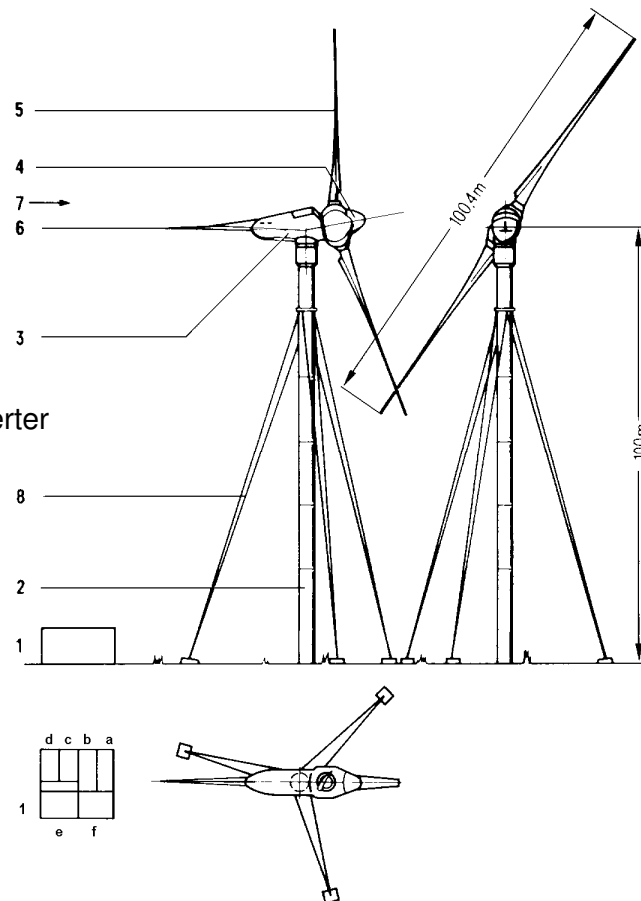
Teilung	$R_{si} \text{ m}$	$R_{si} \%$	$\lambda_{\omega i}$	ξ	λ_{DSCi}	η_{zi}	λ_{DSCi}	c_{Li}	E_i	η_{Ei}	c_{pi}	α_{si}°	β_{si}°	$\Delta\beta_{si}^{\circ}$
10/10	48,728	97,5	7,867	0,36	4,92	0,885	11,61	1,55	134	0,913	0,476	12,55	+7,63	0
9/10	46,091	92,2	7,441	0,34	5,12	0,880	11,15	1,50	139	0,920	0,478	12,08	+6,96	0,67
8/10	43,293	86,6	6,989	0,33	5,41	0,874	10,56	1,46	142	0,925	0,477	11,64	+6,23	1,40
7/10	40,301	80,6	6,506	0,33	5,81	0,865	9,03	1,42	143	0,931	0,474	11,30	+5,49	2,14
6/10	37,068	74,1	5,984	0,33	6,30	0,854	9,05	1,40	144	0,936	0,471	11,11	+4,81	2,82
5/10	33,524	67,1	5,412	0,32	6,90	0,840	8,26	1,42	143	0,942	0,465	11,23	+4,33	3,30
4/10	29,555	59,1	4,771	0,31	7,74	0,822	7,36	1,46	141	0,947	0,456	11,69	+3,95	3,68
3/10	24,958	49,9	4,029	0,30	9,04	0,794	6,28	1,56	133	0,951	0,441	12,61	+3,57	4,06
2/10	19,273	38,6	3,111	0,29	11,45	0,744	4,93	1,77	113	0,954	0,409	13,76	+2,31	5,32
1/10	10,541	21,1	1,702	0,60	24,07	0,515	2,24	1,72	54	0,956	0,239	11,10	-12,972	0,60

$$\overline{C_p} = 0,439$$

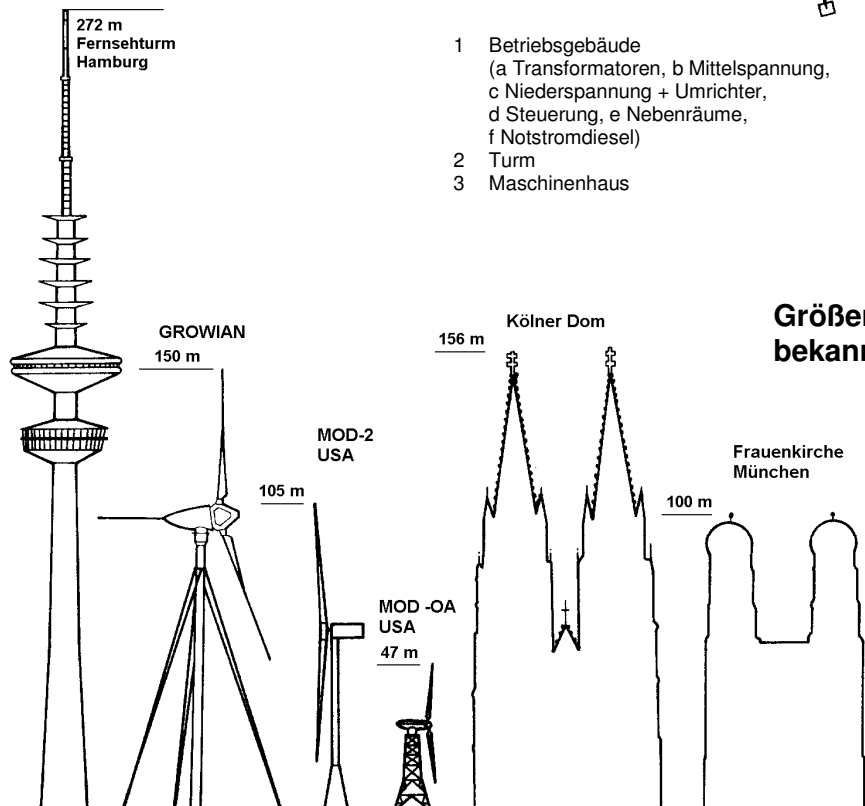
Verlauf von notwendigem Auftriebsbeiwert C_L und Abminderungsfactor ζ
Sowie der Blattverwindung (-schränkung) β über dem Radius des
GROWIAN Rotorblattes



Der einst größte Windenergiekonverter
der Welt: **GROWIAN**

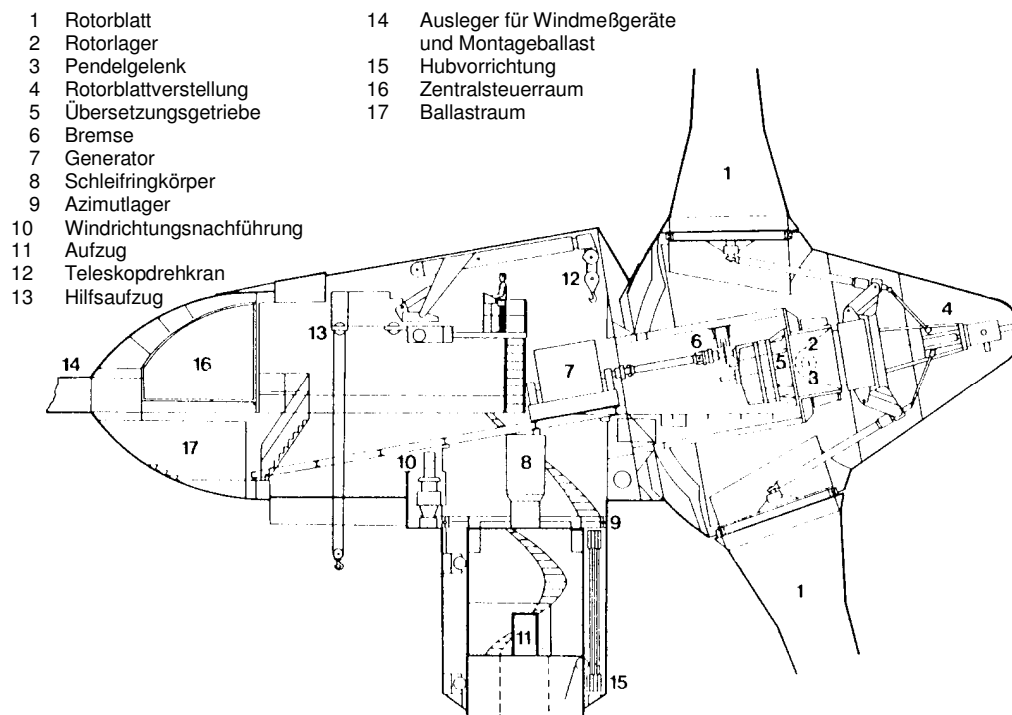


- | | |
|--|----------------|
| 1 Betriebsgebäude
(a Transformatoren, b Mittelspannung,
c Niederspannung + Umrichter,
d Steuerung, e Nebenräume,
f Notstromdiesel) | 4 Nabe |
| 2 Turm | 5 Flügel |
| 3 Maschinenhaus | 6 Windmeßsporn |
| | 7 Windrichtung |
| | 8 Abspannseile |

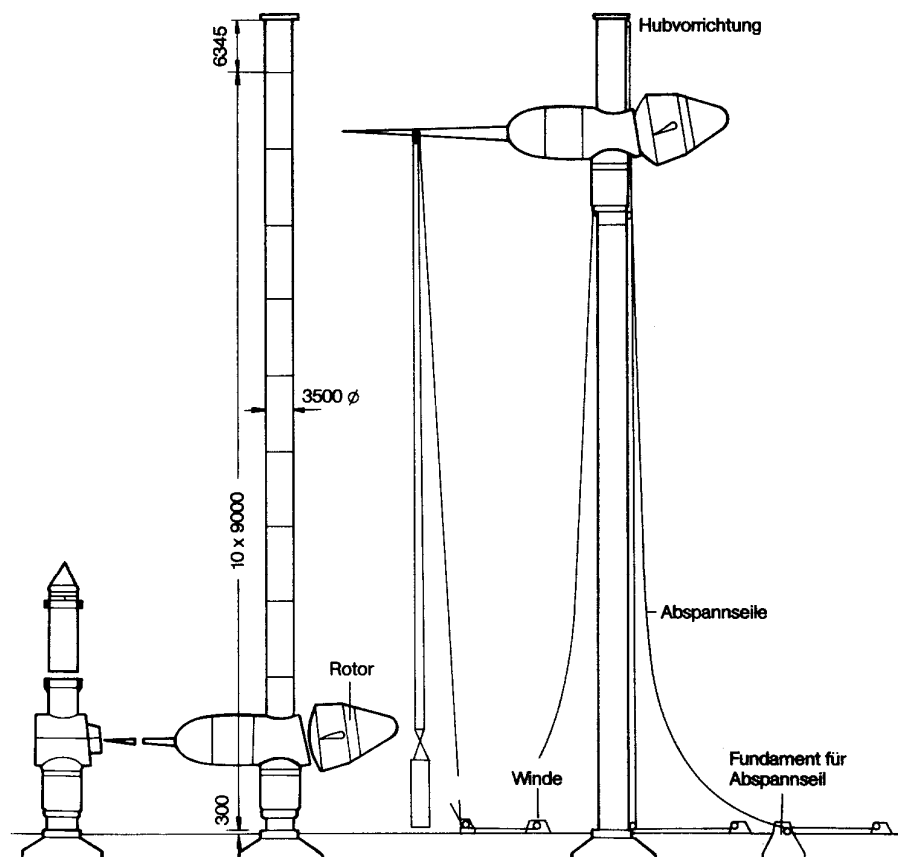


**Größenvergleich mit
bekannten Bauwerken**

Untersysteme im Turmkopf

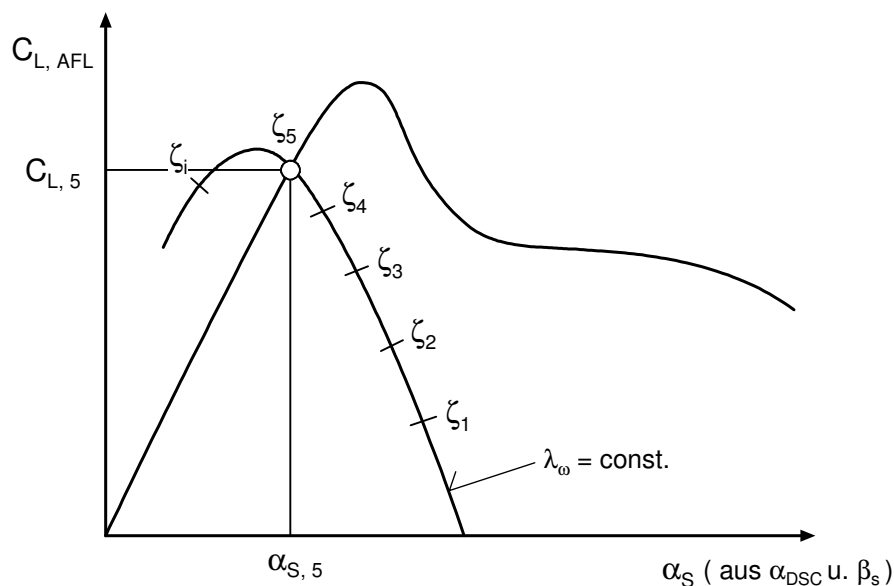


Montage des Maschinenhauses (Turmdurchdringung)



INSTITUT FÜR FLUGZEUGBAU UNIVERSITÄT STUTTGART	Freifahrende Turbinen - Windenergie	1999 27
<p>Vorgehensweise bei der Auslegung von Windenergie-Konvertern (Beispiele in Klammern sind die GROWIAN-Werte)</p> <ol style="list-style-type: none"> Festlegung einer Rotorflächenbelastung π (Watt/m²) <ul style="list-style-type: none"> - windschwache Gebiete 30 - 60 (Watt/m²) - windstarke Gebiete 100 - 300 (Watt/m²) Dies sind Erfahrungswerte; bei höheren Türmen die obere Grenzzahl wählen (379 Watt/m²). Aus der absoluten, gewünschten Leistung (3MW) ergibt sich ein notwendiger Durchmesser D (100,4 m). Festlegung einer Nennwindgeschwindigkeit (12 m/s) bei der Nennleistung erzielt werden soll. Häufigste oder mittlere Windgeschwindigkeit wählen. Turmhöhe beachten sowie Geländefaktor a, Umdruck S_4. Festlegung der Rotorblattzahl z ($z = 2$). Für mechanische Energiewandlung: Vielblattrotor, Langsamläufer mit hohem Anlaufmoment, $\lambda_w \leq 3$ Für elektrische Energiewandlung : 2 bis 3 – Blatt - Rotor, Schnellläufer, Anlaufprobleme, Blattverstellung notwendig zur Leistungsregelung und Sturmsicherung, $\lambda_w > 4$ Festlegung einer Nenndrehzahl (18,5 U/min). Einfluß auf Getriebegröße über die Wahl des Generators (1 500 U/min) beachten. (Falls eine Getriebeanlage gewählt wird) Auswahl von geeigneten Profilen vornehmen. Bei Schnellläufern hohe Gleitzahlen anstreben. Bauweise beachten. Doppelseitig gewölbte Profile mit einwärts gewölbter Unterseite nicht für Metall- oder Holzbauweise geeignet. Eventuell gerade Unterkanten. Mit Formeln 18, 8 und 19 erste Aussage über Blatttiefenverlauf entlang dem Radius machen. Dabei C_L sinnvoll einsetzen (1,4), $\zeta = 1/3$ wählen und z aus Punkt 4 übernehmen. Festlegung der endgültigen Blattumrissform. Kompromiß aus Statik, Dynamik, Aerodynamik und Bauweise. Kosten beachten. Berechnung der C_P - λ_w -Optimalkurve mit allen 20 Gleichungen (außer Gleichungen 4, 7, 11, 12, 17 aber mit 18 als Kontrollgleichung). Dabei Variation von ζ und damit des Geschwindigkeitsdreieckes für jede gewählte Radiusposition. Ermittlung von ζ_{opt} mit Hilfe der aerodynamischen Kennwerte C_L, α, E bzw. LDR. Jeder λ_w -Wert ergibt einen aufsummierten $C_{P,opt}$-Wert und eine dazugehörige, optimale Rotorblattverwindung. Für den Auslegungspunkt (GROWIAN $\lambda_w = 8,072$) wird nun die Blattverwindung als eingefroren betrachtet. Der Auslegungspunkt ist auf der Optimalkurve frei wählbar und kann in die Iteration mit einbezogen werden. Meist wird der Auslegungspunkt etwas links vom Maximum der Optimalkurve positioniert. Mit der festgehaltenen, eingefrorenen Blattverwindung oder -schränkung wird das Rotorblatt gebaut. Die Betriebsstellung dieses Blattes im Nennpunkt wird als $\theta = 0^\circ$ - Stellung bezeichnet. Ausgehend davon wird die Blattverstellung (positiv oder negativ) gerechnet. 		

11. Berechnung der realen $C_P - \lambda_\omega$ Kurve für $\theta = 0^\circ$. Die Kurve zeigt über den gesamten Windgeschwindigkeitsbereich die Anlagenleistung bei festgehaltenem, quasi starren Rotor. Diese reale $C_P - \lambda_\omega$ -Kurve berührt die Optimalkurve natürlich im Betriebspunkt ($\lambda_{\omega, \text{nenn}}$).
- Beim dazu notwendigen Iterationsverfahren wählt man beliebige λ_ω -Werte. Dabei bedeutet bei $n = \text{const.}$ ein $\lambda_\omega > \lambda_{\omega, \text{nenn}}$ eine kleinere Windgeschwindigkeit und ein Wert $\lambda_\omega < \lambda_{\omega, \text{nenn}}$ eine größere Windgeschwindigkeit. Man untersucht für jeden Profilschnitt die Lage im Strömungsfeld (Winkel β_s) und sucht den ζ -Wert der den aerodynamischen Profileigenschaften entspricht und zwar über den Winkel φ_{DSC} . Nur für ein passendes ζ gibt es ein passendes Wertepaar C_L / α_s . (Siehe Diagramm).
- Dabei ergibt sich ein $\zeta > \zeta = 1/3$ für $\lambda_\omega < \lambda_{\omega, \text{nenn}}$ und $\zeta < \zeta = 1/3$ für $\lambda_\omega > \lambda_{\omega, \text{nenn}}$. Bei plötzlich auftretenden, großen λ_ω -Werten (bei $n = \text{const.}$, also für kleine Windgeschwindigkeiten) wird die Strömung dabei im Innenbereich des Rotorblattes früher als im Außenbereich Nullauftrieb liefern, d.h. keinen Beitrag zur Leistung bringen.
- Bei plötzlich auftretenden, kleinen λ_ω -Werten (bei $n = \text{const.}$, also für große Windgeschwindigkeiten), wird die Strömung früher im Innenbereich als im Außenbereich abreißen, d.h. die inneren Stützstellen liefern zuerst keinen Leistungsbeitrag. In beiden Fällen ist eine schnell reagierende Rotorblattverstellung von großem Vorteil.
12. Die Berechnung des gesamten $C_P - \lambda_\omega$ -Kennfeldes bei Rotorblatteinstellwinkel $\theta \neq 0^\circ$ erfolgt wie unter Punkt 11 beschrieben. Der örtliche Winkel β_s erhöht sich je nach Größe des Blattverstellwinkels um den entsprechenden θ -Wert (an allen Schnittstellen). Man variiert dabei wiederum den Abminderungsfaktor ζ solange bis das C_L / α_s -Wertepaar gefunden ist, das der Profilcharakteristik entspricht,



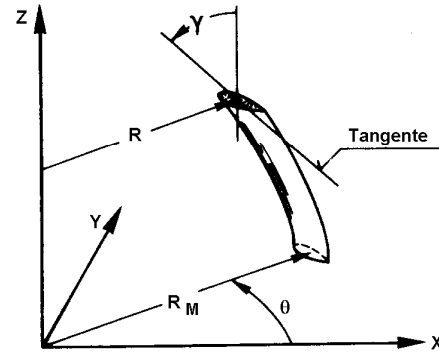
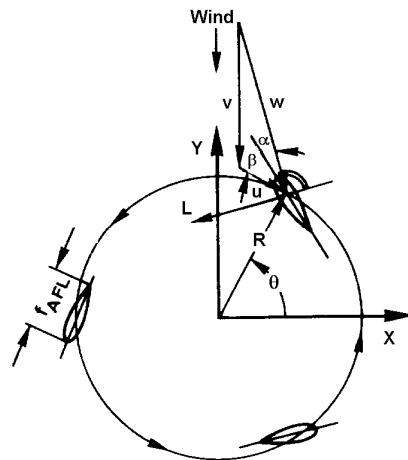
Darstellung des Iterationsverfahren zur Bestimmung des Kennfeldes bei Rotorblattverstellung (Siehe Punkt 11 und 12)

INSTITUT FÜR FLUGZEUGBAU UNIVERSITÄT STUTTGART										Freifahrende Turbinen - Windenergie										1999	
																				29.1	
3/99										Leistungsstatistik aus der Betreiberdatenbasis										WIND KRAFT JOURNAL	
KW	Rotor ø	Rotor m2	Nabe m	m/s in 10 m	m/s in 30 m	Hersteller	Anzahl WKA	PLZ	Ort	Seit	kWh 1998	kWh 1999	kWh/m2 1999	kWh 1/99	kWh/m2 1/99	kWh 2/99	kWh/m2 2/99	kWh 3/99	kWh/m2 3/99	kWh 4/99	kWh/m2 4/99
500	40,3	1276	65,0	.	.	Enercon		59510	A Lippberg	4/97	772000	259927	204	86733	67	82586	64	47388	37 43220	33	
500	40,3	1276	65,0	.	4,5	Enercon		59514	D Welver-Flerke	10/98	213900	310952	244	112337	88	103363	81	49656	38 45596	35	
500	40,3	1276	50,0	.	.	Enercon		59581	F Waldhausen	12/96	1070800	392682	308	128229	100	125933	98	78534	61 59986	47	
500	40,3	1276	50,0	.	4,7	Enercon		59581	G Suttrop	7/97	791400	305678	240	120479	94	84159	63	59479	46 41561	32	
500	40,3	1276	50,0	4,6	5,4	Enercon		59602	H Spitze Warte	10/96	1141000	405980	318	145076	113	122339	95	76331	59 62234	48	
500	40,3	1276	51,0	.	5,9	Enercon		59602	I Spitze Warte	11/96	1143500	426930	335	157690	123	112860	88	95390	74 60990	47	
500	40,3	1276	50,0	.	.	Enercon		59602	J Spitze Warte	11/96	1141600	446922	350	163573	128	142874	112	75008	58 65467	51	
500	40,3	1276	65,0	.	.	Enercon		59602	K Spitze Warte	11/96	1175200	440580	345	158210	124	122310	95	95610	74 64450	50	
500	40,3	1276	65,0	.	5,0	Enercon		59609	L Anröchte-Effeln	11/96	1097400	382613	300	138396	108	125646	98	60483	47 58088	45	
500	40,3	1276	65,0	.	5,1	Enercon		59757	D Armsberg-Müschede	10/96	784300	289652	227	113648	89	84720	66	54346	42 36938	28	
500	40,3	1276	65,0	.	.	Enercon		63633	A01 Birstein	11/97	343000	321117	252	102267	80	93609	73	69994	54 55247	43	
500	40,3	1276	65,0	.	.	Enercon		63633	A02 Birstein	11/97	375200	351969	276	112821	88	103351	81	73731	57 62066	48	
500	40,3	1276	65,0	.	.	Enercon		74523	A01 Schwäbisch-Hall	7/96	538500	211199	166	57765	45	83507	65	33846	26 36081	28	
500	40,3	1276	65,0	.	.	Enercon		74523	A02 Schwäbisch-Hall	8/96	603200	241378	189	70404	55	87798	68	44184	34 38992	30	
500	40,3	1276	65,0	.	4,7	Enercon		84140	A Gangkofen	10/97	596500	242434	190	60906	47	95006	74	53036	41 33486	26	
500	40,3	1276	65,0	.	4,6	Enercon		84140	B01 Gangkofen	11/98	55400	220525	173	52150	40	91623	71	47514	37 29238	22	
500	40,3	1276	65,0	.	4,6	Enercon		84140	B02 Gangkofen	11/98	54900	222155	174	51464	40	94506	74	47269	37 28916	22	
500	40,3	1276	50,0	4,3	4,7	Enercon		93339	A01 Riedenburg	1/95	553200	227603	178	59054	46	85644	67	44715	35 38190	29	
500	40,3	1276	65,0	.	.	Enercon		93339	A02 Riedenburg	11/97	595500	245258	192	64357	50	90201	70	47690	37 43010	33	
500	40,3	1276	65,0	.	4,8	Enercon		99189	A Ringleben	9/97	910700	325059	255	96188	75	117352	92	58819	46 52700	41	
500	40,3	1276	50,0	.	.	Enercon		99510	A Stobra	1/95	972700	354118	278	125300	98	112840	88	59780	46 56198	44	
500	37,5	1104	40,0	.	.	Jacobs		25715	A01 Süderbehmhusen	5/94	1012100	341387	309	98770	89	104219	94	69185	62 69213	62	
500	41,0	1320	50,0	.	.	Jacobs		25715	A02 Süderbehmhusen	7/96	1263100	388211	294	123240	93	110177	83	67622	51 87172	66	
500	37,5	1104	40,0	.	.	Jacobs	5	25899	V Klixbüll/Wraagaard	10/95	5351000	1740611	315	613077	111	480462	87	335140	60 311932	56	
500	43,0	1452	48,0	5,1	6,3	Micon		25709	AG Kronprinzenkoog/P	8/96	1379100	461853	318	137510	94	126540	87	93283	64 104520	71	
500	43,2	1466	47,0	.	.	Micon		33142	G01 Büren	12/95	1075400	373744	255	121000	82	122830	83	75640	51 54274	37	
500	43,2	1466	47,0	.	.	Micon		33142	G02 Büren	10/96	1115800	380715	260	120562	82	125000	85	78609	53 56544	38	
500	43,2	1466	46,0	.	.	Micon	5	35327	A Ulrichstein	5/95	4738500	2132292	291	734234	100	582395	79	431096	58 384567	52	
500	43,2	1466	46,0	.	.	Micon	6	35327	B Ulrichst.-Helfers.	6/96	5150400	2410338	274	843363	95	725050	82	476337	54 365587	41	
500	43,2	1466	46,0	.	.	Micon		59519	D03 Möhnesee	8/95	951100	349770	239	134790	91	84260	57	83580	57 47140	32	
500	43,2	1466	47,0	.	5,2	Micon		59519	F01 Möhnesee/Thein.	8/95	996600	367590	251	142390	97	87860	59	86390	58 50950	34	
500	43,2	1466	46,0	.	5,7	Micon		59602	F Rütten-Menzel	7/95	1060500	283270	193	-0	0	115550	78	101010	68 66710	45	
500	43,2	1466	51,0	3,8	4,9	Micon		59602	G Rütten	11/95	1252200	426202	291	142880	97	135268	92	84380	57 63674	43	
500	43,2	1466	46,0	.	.	Micon		59602	L02 Rütten-Kellingsh.	11/96	753600	404850	276	137670	93	110660	75	96480	65 60040	40	
500	43,2	1466	47,0	.	.	Micon		59602	L03 Spitze Warte	12/96	921500	270940	185	-0	0	115260	78	96450	65 59230	40	
500	43,2	1466	46,0	.	.	Micon		59602	L04 Spitze Warte	11/96	1123200	409570	279	143230	97	105660	72	98840	67 61840	42	
500	43,0	1452	46,0	.	.	NEG Micon		24994	D04 Weesbühl	9/98	275800	405721	279	129700	89	86625	59	81647	56 107749	74	
500	43,8	1507	50,0	4,3	.	NedWind		33039	A Nieheim-Holzhausen	10/95	683800	241820	160	90670	60	76664	50	46900	31 27586	18	
500	43,8	1507	65,0	.	.	NedWind	5	50151	A Kerpen	12/96	3172000	854536	113	0	0	355735	47	259441	34 239360	31	
500	41,0	1320	53,0	.	.	Nordtank		24855	B02 Bollingstedt	3/95	1055700	377721	286	113375	85	98527	74	71431	54 94388	71	
500	41,0	1320	52,0	4,1	.	Nordtank		24855	B03 Bollingstedt	11/95	1038200	367320	278	110485	83	96939	73	68342	51 91554	69	
500	41,0	1320	52,0	4,1	.	Nordtank		24855	B04 Bollingstedt	11/95	1064900	377739	286	113452	85	99295	75	70684	53 94308	71	
500	41,0	1320	51,0	.	.	Nordtank		24881	B Nübel	12/94	1123200	391213	296	120634	91	104992	79	72203	54 93384	70	
500	41,0	1320	50,0	.	.	Nordtank		24885	A01 Süderschmedeby1	2/95	1354000	477270	361	146380	110	116300	88	93010	70 121580	92	
500	41,0	1320	50,0	.	.	Nordtank		24885	A02 Süderschmedeby2	2/95	1336500	472590	358	146260	110	114250	86	91530	69 120550	91	
500	41,0	1320	52,0	.	.	Nordtank		24887	C02 Espertofeld	6/95	1070900	378106	286	116914	88	98960	74	70352	53 91880	69	
500	41,0	1320	51,5	4,3	.	Nordtank		24891	B01 Struxdorf	12/94	1225800	431450	327	133210	100	114940	87	81550	61 101750	77	
500	41,0	1320	51,5	4,3	.	Nordtank		24891	B02 Struxdorf	12/94	1202500	400120	303	123190	93	103700	78	74520	56 98710	74	
500	41,0	1320	50,0	4,8	.	Nordtank		25541	N Brunsbüttel	7/95	1293300	436354	331	122523	92	127781	96	89620	67 96430	73	
500	37,0	1075	36,5	4,9	.	Nordtank		25693	C01 Volsemenhusen	9/93	943400	336610	313	90962	84	106923	99	61265	56 77460	72	
500	37,0	1075	35,0	.	.	Nordtank		25704	D Hemmingstedt	12/93	1073000	354660	330	100740	93	107640	100	66240	61 80040	74	
500	37,0	1075	50,0	.	.	Nordtank		25704	L Barsfleth	10/94	1244100	435735	405	131445	122	124200	115	82800	77 97290	90	
500	37,0	1075	35,0	6,2	.	Nordtank		25704	Q Harmswörden	12/94	1057300	374191	348								

INSTITUT FÜR FLUGZEUGBAU UNIVERSITÄT STUTTGART										Freifahrende Turbinen - Windenergie										1999 29.2		
WIND KRAFT JOURNAL										Leistungsstatistik aus der Betreiberdatenbasis										3/99		
KW	Rotor ø	Rotor m2	Nabe m	m/s in 10 m	m/s in 30 m	Hersteller	Anzahl WKA	PLZ	Ort	Seit	kWh 1998	kWh 1999	kWh/m2 1999	kWh 1/99	kWh/m2 1/99	kWh 2/99	kWh/m2 2/99	kWh 3/99	kWh/m2 3/99	kWh 4/99	kWh/m2 4/99	
660 47,0 1735	65,0					Vestas	25764	AC04	Süderdeich	12/98	0	137927	79	-0	0	-0	0	-0	0	137927	79	
750 49,0 1886	60,0					Fuhrländer	35759	I	Hohenroth	5/97	800700	202580	107	-0	0	137580	72	-0	0	65000	34	
750 52,0 2124	73,9			4,6		Wind World	47574	B01	Goch-Pfalzdorf	1/99	0	329660	155	-0	0	140440	66	93770	44	95450	44	
750 52,0 2124	73,9			4,6		Wind World	47574	B02	Goch-Pfalzdorf	1/99	0	318308	150	-0	0	113088	53	99770	46	105450	49	
800 49,0 1886	60,0					Fuhrländer	63697	A	Hirzenhain	8/97	749100	350782	186	123052	65	109556	58	66681	35	51493	27	
800 52,0 2124	60,0					Nordex	15326	B	Podelzig	12/95	1727300	594082	280	189975	89	184196	86	119578	56	100333	47	
800 52,0 2124	60,0					Nordex	17111	A	Sarow	10/97	1823600	628543	296	206636	97	176096	82	126150	59	119661	56	
800 52,0 2124	63,5					Nordex	24235	B	Laboe	10/95	1827900	539613	254	100613	47	161240	75	140800	66	136960	64	
800 52,0 2124	60,0	4,5	5,6			Nordex	25554	C01	Dammfleth	12/95	2097600	706063	332	207704	97	197731	93	145824	68	154804	72	
800 52,0 2124	60,0	4,5	5,6			Nordex	25554	C02	Dammfleth	5/96	2118900	718008	338	220424	103	196559	92	145090	68	155935	73	
800 52,0 2124	60,0					Nordex	26826	A	Weener	12/95	1966900	694606	327	235676	110	200196	94	132150	62	126584	59	
800 52,0 2124	60,0					Nordex	32469	M	Petershagen-Südf.	4/96	1343700	410428	193	159956	75	92120	43	86333	40	72019	33	
800 52,0 2124	60,0					Nordex	39167	A02	Hohendodeleben	2/96	1970900	629738	297	177302	83	208608	98	130156	61	113672	53	
1000 54,0 2290	60,0			5,0		AN BONUS	14913	H	Werbis	12/98	0	585740	256	199440	87	155800	68	123540	53	106960	46	
1000 54,0 2290	60,0					AN BONUS 17	17337	A	Wilsickow	12/98	3088900	9954601	256	2847010	73	3251826	83	1815369	46	2040396	52	
1000 54,0 2290	60,0					AN BONUS	28197	F	Bremen	4/98	956800	586896	256	170623	74	187623	81	116059	50	112591	49	
1000 54,0 2290	70,0					AN BONUS	31241	B02	Klein Solschen	12/98	0	685259	299	140698	61	275903	120	140275	61	128383	56	
1000 54,0 2290	50,0					AN BONUS	33184	D03	Altenbeken-Winterb	10/97	1707700	627293	274	227257	99	203019	88	109219	47	87798	38	
1000 54,0 2290	70,0					AN BONUS	41517	B01	Grevenbroich	12/98	0	285075	124	-0	0	99084	43	104991	45	81000	35	
1000 54,0 2290	70,0					AN BONUS	41517	B02	Grevenbroich	12/98	0	85978	38	-0	0	11530	5	74362	32	86	0	
1000 54,0 2290	70,0					AN BONUS	41517	B03	Grevenbroich	1/99	0	212337	93	-0	0	5878	2	107580	46	98879	43	
1000 62,0 3019	68,5					DeWind	54611	G	Scheid	11/98	0	273669	91	113041	37	-0	0	75254	24	85374	28	
1000 62,0 3019	70,0					DeWind	67823	A	Unkenbach	3/99	0	155436	51	-0	0	-0	0	29448	9	125988	41	
1000 54,0 2290	70,0					HSW	6	23847	A	Westerau	12/97	2787000	3423793	249	1074827	78	1040540	75	619906	45	688519	50
1000 57,0 2552	60,0					HSW	25873	C	Oldersbek	11/97	2653500	938098	368	298068	116	228444	89	190807	74	220779	86	
1000 54,0 2290	55,0					HSW	25899	W01	Bosbüll	12/95	2711600	965045	421	268735	117	255259	111	198603	86	242448	105	
1000 54,0 2290	55,0					HSW	25899	W02	Bosbüll	12/95	2497700	898674	392	253072	110	240416	104	181852	79	223334	97	
1000 54,0 2290	55,0					HSW	25899	W03	Bosbüll	12/95	2657000	898350	392	264341	115	232716	101	173605	75	227688	99	
1000 54,0 2290	55,0					HSW	25899	W04	Bosbüll	12/95	2755300	946868	413	289345	126	236151	103	183813	80	237559	103	
1000 57,0 2552	60,0					HSW	25924	L01	Emmelsbüll-Horsb.	11/97	3569900	1206429	473	357023	139	283372	111	253947	99	312087	122	
1000 57,0 2552	60,0					HSW	25924	L02	Emmelsbüll-Horsb.	11/97	3448800	1166177	457	355020	139	283372	111	253207	99	274578	107	
1000 57,0 2552	70,0					HSW	33100	N01	Paderborn	11/97	2158400	729686	286	234586	91	218168	85	155855	61	121077	47	
1000 57,0 2552	70,0					HSW	33100	N02	Paderborn	11/97	2169400	739225	290	240242	94	222144	87	156256	61	120583	47	
1000 57,0 2552	70,0					HSW	83530	B	Schnaitsee-Edenhub	8/98	385400	472111	185	120518	47	200848	78	93306	36	57439	22	
1000 54,0 2290	60,0	2,1	5,5			Nordex	01723	C	Wilsdruff (A4)	6/96	2059900	633387	277	141888	61	256363	111	133504	58	101632	44	
1000 52,0 2124	60,0					Nordex	04509	A	Selben	12/96	1776100	609650	287	206028	97	188735	88	121751	57	93136	43	
1000 54,0 2290	60,0					Nordex	08684	A01	Bad Brambach	8/96	956800	330428	144	124915	54	98103	42	63570	27	43840	19	
1000 54,0 2290	60,0					Nordex	08684	A02	Bad Brambach	8/96	876800	317585	139	129845	56	89657	39	59431	25	38652	16	
1000 54,0 2290	60,0					Nordex	08684	A03	Bad Brambach	8/96	824000	287629	126	111140	48	78735	34	56035	24	41719	18	
1000 54,0 2290	70,0					Nordex	6	09337	A	Bernsdorf/Gersdorf	4/98	3078600	3607245	263	1238341	90	1290109	93	593395	43	485400	35
1000 54,0 2290	70,0					Nordex	7	17098	A	Friedland	6/97	10411000	3955864	247	1349874	84	910625	56	762985	47	932379	58
1000 54,0 2290	70,0					Nordex	17291	J	Blindow	8/98	700400	574062	251	156040	68	190478	83	113632	49	113912	49	
1000 52,0 2124	60,0					Nordex	18182	B	Bentwisch	2/95	1907300	558424	263	174368	82	140067	65	122929	57	121060	57	
1500 66,0 3421	70,0	6,4				Enercon	18556	I01	Bohlendorf	7/97	5233500	1652400	483	432600	126	476580	139	318300	93	424920	124	
1500 66,0 3421	70,0	6,4				Enercon	18556	I02	Bohlendorf	7/97	5272600	1711920	500	465540	136	487140	142	323820	94	435420	127	
1500 66,0 3421	***			4,2		Enercon	21109	B	HH-Georgswerder	8/98	965000	992973	290	280111	81	304258	88	201942	59	206662	60	
1500 66,0 3421	67,0					Enercon	7	21734	E	Oederquart	9/98	0	3829483	160	0	0	1211292	50	998265	41	1619926	67
1500 66,0 3421	68,0					Enercon	25541	T	Brunsbüttel-Süd	3/97	3973000	1285124	376	372488	108	357064	104	276382	80	279190	81	
1500 66,0 3421	66,8					Enercon	25709	AS	Kaiser-Wilhelm-Kg	8/97	4727400	1674534	489	539361	157	438028	128	362823	106	334322	97	
1500 66,0 3421	60,0					Enercon	25924	F28	Lübke-Koog XIV	3/97	5630800	1856640	543	551220	161	477900	139	357180	104	470340	137	
1500 66,0 3421	60,0					Enercon	25924	F29	Lübke-Koog BWP	4/98	3102200</											

Vertikal-Achsen-Windenergie-Konverter:

kurzer, theoretischer Überblick



Definition zur Umströmung des Darrieus-Rotors

Werden folgende, erhebliche Vereinfachungen getroffen:

- $\beta = 0$ Profillehne läuft tangential um
- $C_D = 0$ kein Rotorblattwiderstand
- $C_L = 2 \pi \sin \alpha$ stationäre Aerodynamik
- $f_{AFL} \ll R$ Blatttiefe sehr viel kleiner als Rotor radius
- $\gamma = 0$ gerade Rotorblätter, H-Rotor

A ist die bestrichene Windfläche, für den H-Rotor ist das $A = 2 \cdot R \cdot l$ [m²] wobei l [m] die Länge des geraden Rotorblattes darstellt. Der genannte Leistungsbeiwert ergibt sich weiter unter der Annahme, daß $V_{DSC} = V_{FFL}$ (1 - a) ist, mit dem achsialen Induktionsfaktor a zu:

$$a_{H-Darrieus} = z \cdot f_{AFL} \cdot \lambda_{\omega, TIP} \cdot \sin \theta / 2 \cdot R_{TIP}$$

so erhält man für den geraden, **H-Darrieus-Rotor** folgenden Leistungsbeiwert:

$$C_{P, H-Darrieus} = \pi \cdot \lambda_{\omega, TIP} \cdot \frac{z \cdot f_{AFL}}{R_{TIP}} \cdot \left[\frac{1}{2} - \frac{4}{3\pi} \frac{z \cdot f_{AFL} \cdot \lambda_{\omega, TIP}}{R_{TIP}} + \frac{3}{32} \frac{z^2 \cdot f_{AFL}^2 \cdot \lambda_{\omega, TIP}^2}{R_{TIP}^2} \right]$$

Für das Drehmoment gilt:

$$Q_{H-Darrieus} = \rho \cdot \pi \cdot f_{AFL} \cdot R_{TIP} \cdot \ell \cdot v_{FFL}^2 \cdot (1 - a^2) \sin^2 \theta$$

mit einem mittleren Drehmoment von:

$$\bar{Q}_{H-Darrieus} = \rho \cdot \pi \cdot z \cdot f_{AFL} \cdot R_{TIP} \cdot \ell \cdot v_{FFL}^2 \cdot \left[\frac{1}{2} - \frac{4}{3\pi} \frac{z \cdot f_{AFL} \cdot \lambda_{\omega, TIP}}{R_{TIP}} + \frac{3}{32} \frac{z^2 \cdot f_{AFL}^2 \cdot \lambda_{\omega, TIP}^2}{R_{TIP}^2} \right]$$

Damit ergibt sich für den geraden H-Darrieus ein C_P von 0,554 bei einem a_{opt} von 0,401. Durch Reibungseffekte übertrifft jedoch C_P den Wert von 0,36 nicht.

Kreisförmig gebogener Darrieus - Rotor:

$$\text{Induktionsfaktor: } a_{K-Darrieus} = z \cdot f_{AFL} \cdot \lambda_{\omega, TIP} \cdot \cos \gamma \sin \theta / R_m$$

Der Drehmomentenbeitrag, erzeugt durch eine Scheibe mit der Breite dz (Drehachsrichtung z), beträgt:

$$d\bar{Q} / dz = \rho \cdot \pi \cdot z \cdot f_{AFL} \cdot v_{FFL}^2 \cos \gamma \cdot \left[\frac{1}{2} - \frac{8}{3\pi} \cdot \sigma \cdot \lambda_{\omega, TIP} \cdot \cos \gamma + \frac{3}{8} \sigma^2 \lambda_{\omega, TIP}^2 \cos^2 \gamma \right]$$

wobei $\sigma = z \cdot f_{AFL} / 2 R_m$ als Blattbreitenfunktion oder Dichtefaktor bezeichnet werden kann.

Der Leistungsbeiwert -Anteil der endlich dünnen Scheibe dz ist:

$$dC_P / dz = \frac{4\pi \cdot \sigma \cdot \lambda_{\omega, TIP}}{A_\phi} \cdot R_{TIP} \cdot \cos \gamma \cdot \left[\frac{1}{2} - \frac{8}{3\pi} \cdot \sigma \cdot \lambda_{\omega, TIP} \cdot \cos \gamma + \frac{3}{8} \sigma^2 \lambda_{\omega, TIP}^2 \cos^2 \gamma \right]$$

Der einfache Fall des kreisförmigen Darrieus-Rotors liefert für $a_{opt} = \sigma \lambda_{\omega, TIP} = 0,461$ einen Leistungsbeiwert von $C_{P, max} = 0,536$.

Die Formeln gelten nur für den reibungsfreien Fall!