

Windenergienutzung I - Cheat Sheet

Statistik

Basics

Mittelwert $\bar{x} = \sum_{i=1}^n x_i$

Varianz $\sigma^2 = \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2$

Kovarianz

$$r_{xy} := \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \cdot \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}}, \quad r_{xy} \in [-1, 1]$$

Lineare Korrelation zweier Messreihen wenn $|r_{xy}| \approx 1$

Lineare Regression

Geradengleichung $y = b_1 \cdot x + b_0$

$$\text{Koeffizienten } b_1 = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}$$

$$b_0 = \bar{y} - b_1 \bar{x}$$

Berechnung von Wind

Rauhigkeitshöhe	z_0	m
Messhöhe	z_1	m
Nabenhöhe	z_2	m
Universelle Gaskonstante	R	m ² /s ² K
Radius	r	m
Dichte	ρ	kg/m ³
Rauhigkeitsexponent	α	-
Widerstandsbeiwert	c_W	-
Auftriebsbeiwert	c_A	-
Windrichtung	γ	°
Jahresmittel der Windgeschwindigkeit	v_m	m/s
Mittlere Windgeschwindigkeit (10 min)	\bar{v}	m/s

Logarithmische Geschwindigkeitsverteilung $v_2 = v_1 \cdot \frac{\ln(z_2/z_0)}{\ln(z_1/z_0)}$

Rauhigkeitsexponent $z_0 \approx 15.25 \text{ m} \cdot \exp(-\frac{1}{\alpha})$

Powerlaw Geschwindigkeitsverteilung $v_2 = v_1 \cdot (\frac{z_2}{z_1})^\alpha$

Ideale Gasgleichung $\rho = \frac{p}{R \cdot T}$

Windleistung $P_{\text{Wind}} = \frac{\rho}{2} v_1^3 \pi r^2$

Leistungsbeiwert $c_P = \frac{P_{\text{Rotor}}}{P_{\text{Wind}}}$

Maximaler Leistungsbeiwert $c_{P,max} = \frac{16}{27} \cdot \cos^3 \gamma$

Turbulenzintensität $I_T = \frac{\sigma_v}{\bar{v}}$

Weibullverteilung

Skalierungsparameter	A	m/s
Formfaktor	k	-

Verteilungsdichtefunktion $f(v) = \frac{k}{A} (\frac{v}{A})^{k-1} \cdot \exp(-(\frac{v}{A})^k)$

Kumulative Verteilung $F(v) = 1 - \exp(-(\frac{v}{A})^k)$

Jahresmittel Windgeschwindigkeit $v_m \approx A \cdot (0.568 + \frac{0.434}{k})^{\frac{1}{k}}$

Annahme bei Umrechnung $k_2 = k_1$

Logarithmisches Windprofil $A_2 = A_1 \cdot \frac{\ln(z_2/z_0)}{\ln(z_1/z_0)}$

Gumbelverteilung

Für sehr hohe Windgeschwindigkeiten.

Euler Konstante $\gamma = 0.5772$

Kumulative Verteilung

$$F_{\text{Gumbel}}(v) = \exp \left[-\exp \left(-\gamma + \frac{\pi}{\sqrt{6}} \frac{v - m_{\text{extreme}}}{\sigma_{\text{extreme}}} \right) \right]$$

$$m_{\text{extreme}} = \frac{\gamma - k \cdot \ln(A)}{k}$$
$$\sigma_{\text{extreme}} = \frac{\pi}{k \cdot \sqrt{6}}$$

Gumbelparameter aus Weibull

Brutto Jahresenergieertrag

Zeitraum	T	s
Leistung	P	W

Jahresenergieertrag

$$AEP = 8760 \text{ h} \cdot \sum_{i=1}^n \left[(F(v_i) - F(v_{i-1})) \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right) \right]$$

Energieertrag (Weibull) $E_i = f(v_i) \cdot P_i \cdot T$, $E_{\text{ges}} = \sum E_i$

Netto Jahresenergieertrag

Netto AEP \approx Brutto AEP - 10% durch Verschmutzung, Wartung, Netzverluste und Windparkeffekte.

Auslastung

Der Anzahl der jährlichen Volllaststunden Q_1 und der Auslastungsfaktor Q_2 sind ein Maß für die Güte des Standortes und die Anpassung der Anlage.

$$\text{Volllaststunden } Q_1 = \frac{\text{Tatsächlicher Jahresertrag [kWh]}}{\text{Nennleistung [kW]}}$$

$$\text{Auslastungsfaktor } Q_2 = \frac{Q_1}{8760 \text{ h}}$$

Der Auslegungsfaktor sollte idealerweise zwischen 20-70% liegen, normalerweise liegt er um die 25-30%.

Aerodynamik

Energie und Leistung

Fläche	F	m ²
Geschwindigkeit vor Rotor	v_1	m/s
Geschwindigkeit am Rotor	v_2	m/s
Geschwindigkeit nach Rotor	v_3	m/s

Kinetische Energie $E = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v_1^2$

Massendurchsatz $\dot{m} = \rho \cdot F \cdot v$

Windleistung $P_{\text{Wind}} = \dot{E} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot F \cdot v_1^3$

Kontinuitätsbedingung $\dot{m} = \text{const}$

Rotorschub $S = \dot{m} \cdot (v_1 - v_3)$

Windgeschwindigkeit am Rotor $v_2 = (v_1 + v_3)/2$

Maximaler Wirkungsgrad nach Betz

Leistungsbeiwert $c_P = \frac{1}{2} \cdot (1 + \frac{v_3}{v_1}) \cdot (1 - (\frac{v_3}{v_1})^2)$

Rotorleistung $P_{\text{Rotor}} = P_{\text{Wind}} \cdot c_P$

Optimale Abbremsung wenn $v_3 = v_1/3$, damit folgt

$v_2 = 2/3 \cdot v_1$ am Rotor. Daraus ergibt sich der maximale

Leistungsbeiwert zu $c_{P,\text{Betz}} = \frac{16}{27} = 0.593$

Actuator Disk Theorie

Abrupter statischer Druckabfall am Rotor durch Rotorschub.

Axialer Induktionsfaktor a -

Induzierte Geschwindigkeit $v_i = v_1 - v_2 = a \cdot v_1$

Schubbeiwert $c_S = \frac{\text{Schub}}{\text{Staudruck} \cdot \text{Fläche}} = \frac{S}{\frac{\rho}{2} \cdot v_1^2 \cdot F} = 4a \cdot (1 - a)$

Betz-Optimum bei $a = 1/3$, $c_S = 8/9$

Rotorleistung $P_{\text{Rotor}} = \frac{\rho}{2} \cdot F \cdot v_1^3 \cdot (4a \cdot (1 - a)^2)$

Leistungsbeiwert $c_P = 4a \cdot (1 - a)^2$

Dimensionslose Kenngrößen

Winkelgeschwindigkeit	Ω	rad/s
Rotordrehmoment	M	Nm
Kinematische Viskosität	ν	m ² /s
Profiltiefe	t	Nm

Schnelllaufzahl $\lambda = \frac{r \cdot \Omega}{v_1}$, $\lambda \approx 1$ Kraft, $\lambda > 5$ Leistung

Momentenbeiwert $c_M = \frac{M}{\frac{\rho}{2} v_1^2 \pi r^3} = \frac{c_P}{\lambda}$

Reynoldszahl $Re = \frac{\text{Trägheitskraft}}{\text{Zähigkeitskraft}} = \frac{v \cdot t}{\nu}$

Auftrieb und Widerstand

Gravitationskonstante	g	m/s ²
Höhe	z	m
Flügelfläche	S	m ²

Bernoulli Gleichung $p + \rho g z + \frac{\rho}{2} v^2 = \text{const.}$

Auftrieb $A = \frac{\rho}{2} c_A v^2 S$

Widerstand $W = \frac{\rho}{2} c_W v^2 S$

Gleitzahl $\epsilon = c_W / c_A$

Rotorauslegung nach Betz

Vorgabe der Entwurfsschnelllaufzahl λ_A , Auftriebsbeiwertes c_A , Entwurfsanstellwinkels α_A und der Anzahl der Blätter z . Ergebnis ist dann der Profiltiefenverlauf $t(r)$ und die Profilwindung $\alpha(r)$.

Dimensionsloser Radius	r/R	-
Rotorradius	R	m

Profiltiefenverteilung $t(r) = 2\pi R \frac{1}{z} \cdot \frac{8}{9 \cdot c_a} \cdot \frac{1}{\lambda_A \cdot \sqrt{\lambda_A^2 \cdot (\frac{r}{R})^2 + \frac{4}{9}}}$

Profilwindung $\alpha(r) = \arctan(\frac{2}{3 \cdot \lambda_A \cdot r/R}) - \alpha_A$

Rotorauslegung nach Schmitz

Drallverluste aus Diagramm $\propto \frac{1}{\lambda_A^2}$

Profilwiderstandsverluste $\eta_{\text{Profil}} = 1 - \frac{3}{2} \frac{r}{R} \frac{\lambda_A}{r/R}$

Tipverluste $\eta_{\text{Tip}} \approx 1 - \frac{1.84}{z \lambda_A}$ für $\lambda_A > 2$

Profiltiefenverteilung $t(r) = \frac{1}{z} \frac{16\pi}{c_a} \cdot r \cdot \sin^2(\frac{\alpha_1}{3})$

mit $\alpha_1 = \arctan(\frac{R}{\lambda_A \cdot r})$

Unterschiede der beiden Verfahren vor allem im Blattwurzelbereich (< 1% des Rotorradius).

Bestimmung des $c_{P,\text{real}}$ aus Diagramm, dann

$c_{P,\text{max,real}} = c_{P,\text{real}} \cdot \eta_{\text{Profil}} \cdot \eta_{\text{Tip}} < c_{P,\text{Betz}}$

Strukturdynamik

Einteilung von Belastungen

Stationär	Eigengewicht, Fliehkraft	
Transient	Bremskräfte	
Periodisch	Massenunwucht	
Stochastisch	Windturbulenz, Böen	
Kraft	F	N
Hebelarm	L	m
Zeit	t	s

Moment an der Gondel $M = F \cdot L \cdot \sin(\Omega \cdot t)$

→ Periodische Anregung der Gondel durch Ω

Periodisches Gondelmoment bei Ein- und Zweiblattrotoren.
Bei Drei- und Vierblattrotoren löscht sich die Periodizität aus, sodass ein konstantes Gondelmoment vorliegt, solange konstante Windverhältnisse vorliegen.

Rotational Sampling

Jede Böe wird mehrmals durch die Rotorblätter durchschnitten. Aus Sicht des Blattes wird die Belastung durch die Böe so wiederholt abgetastet. Die Anregung der Böe wird somit mit der Rotationsfrequenz des Blattes überlagert.

Konstruktiver Aufbau

Auslegungslebensdauer um die 20 Jahre.
Derzeit praktisch nur Dreiblattrotor.

Nabenkonzepte

- Starr mit/ohne Blattverstellung
- Gelenkig, schlagend oder pendelnd
- Growian-Nabe kombiniert Pendeln und Pitchverstellung

Elektrische Systeme

Elektrische Komponenten

- Generator
- Rotor PM + Stator
- Encoder
- Frequenzumrichter
- Transformatoren

Generatoren

Unterscheidung in Synchron- (GS) und Asynchron-Generatoren (ASG).

Synchron-Generatoren

- Der Läufer (Elektro- oder Permanentmagnet) induziert eine mit der Drehzahl umlaufende Spannung in den Ständer.
- Der Läufer eilt mit dem lastabhängigen Polradwinkel dem mit der Netzfrequenz umlaufenden Ständerfeld vor.
- **Drehzahl ist konstant und gleich der Synchrdrehzahl.**

Editorial

Created by Christian Mollière.
Last updated July 11, 2019.
Feel free to share and edit!

Asynchron-Generatoren

- Sehr robuster und preisgünstiger Generator, durch geringfügige Drehzahlflexibilität gut für Windenergieanlagen geeignet (sonst geringe Verwendung)
- Der mit dem Netz verbundene Ständer induziert eine Spannung in den Läufer, wenn dieser sich übersynchron, d.h. schneller als das umlaufende Ständerfeld, dreht. Das Rotormagnetfeld induziert wiederum einen Strom in den Stator.
- Die Stromstärke hängt von der Differenzdrehzahl, dem Schlupf, ab.
- Nennschlupf ca. 1%, kann durch grösseren Läuferwiderstandes erhöht werden.

$$\text{Schlupf } s = \frac{n_{syn} - n}{n_{syn}}$$

Transformatoren

Die Funktion des Trafos ist die Ausgangsspannung des Generators (typisch 690 V) auf Mittelspannung (10-36 KV) zu heben.

Zwei Trafo Typen - Trocken und mit Öl gefüllt (synthetisches Öl, Silikonöl, Ester); Unterschiede in Wartungsaufwand, Flammbarkeit, Kühleigenschaften, Isolationseigenschaften, Kompaktbauweise und Kosten.

Giessharztransformatoren zeichnen sich aus durch feuerbestndigkeit, hohe Isolierung und Kurzschlussfhigkeit, Unempfindlichkeit in tropischen Umgebungen.

Flüssigkeitsgefüllte Transformatoren zeichnen sich aus durch tiefere Leerlauf und Wicklungsverluste, geringere Abmessung und Gewicht, gnstig und recyclebar. Sie sind vor Allem an Standorten ohne Brandschutzauflagen verwendbar.

Schaltanlagen

Mittelspannung Schaltanlagen können in drei Typen aufgeteilt werden: luftisoliert, gasisoliert (SF6, Schwefelhexafluorid) und feststoffisoliert.

Schaltungskonzepte

1. Traditionell Dänisch

- Direkte Netzkoppelung eines Asynchrongenerators (Das Netz erzwingt konstante Drehzahl.)
- Kombination mit polumschaltbarem Generator (2 Drehzahlen)

- Stall- oder Aktiv-Stallregelung
- statische Blindleistungskompensation

2. Asynchrongenerator mit Schlupfregelung

- Direkte Koppelung eines Asynchrongenerators an das Netz
- Drehzahlvariabilität von 0% bis +10% durch Veränderung des Widerstands im Rotorkreis (Opti-Slip).
- Pitchregelung
- statische Blindleistungskompensation

3. Doppelt-gespeister Asynchrongenerator

- Direkte Koppelung des Stators des Asynchrongenerators an das Netz - \dot{U} im Stator Netzfrequenz
- Umrichter zwischen dem Rotor des Asynchrongenerators und dem Netz
- Volle Drehzahlvariabilität von ca. -33% bis +33% n_{syn} durch veränderliche Frequenz im Rotor durch 4-Quadranten-Umrichter nur für Leistung aus dem Rotor (bis 1/3 des Gesamtleistung) ermöglicht Umkehr der Energieflussrichtung
- Pitchregelung

4. Synchrongenerator mit variabler Drehzahl und Vollumrichter

- Drehmoment wird über die Erregung geregelt
- Vollumrichter ermöglicht Einspeisung mit konstanter Netzfrequenz
- Pitchregelung,

Regelungstechnik

Hierarchie

1. **Sicherheitssystem** für Not-Aus Funktion im "Fail Safe" Mode
2. **Regelung** zur Leistungsbegrenzung und Optimierung der Teillast
3. **Betriebsführung** für Start, Stopp, Hilfsantriebe und Windnachführung
4. **Fernüberwachung (SCADA)** für Betriebsdatenerfassung und Remote Control