



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences

Bachelorarbeit

Rouven Kanitz

Konstruktion eines Funktionsmodells eines Windenergieanlagentriebstrangs zur Implementierung in ein Smart Grid

*Fakultät Technik und Informatik
Department Maschinenbau und Produktion*

*Faculty of Engineering and Computer Science
Department of Mechanical Engineering and
Production Management*

Rouven Kanitz

**Konstruktion eines Funktionsmodells eines
Windenergieanlagentriebstrangs zur
Implementierung in ein Smart Grid**

Bachelorarbeit eingereicht im Rahmen der Bachelorprüfung

im Studiengang Maschinenbau / Energie- und Anlagensysteme
am Department Maschinenbau und Produktion
der Fakultät Technik und Informatik
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

Erstprüferin: Dr.-Ing. Birgit Koeppen
Zweitprüfer: Dr. Thomas Veese

Abgabedatum: 01.10.2018

Zusammenfassung

Name des Studierenden

Rouven Kanitz

Thema der Bachelorthesis

Konstruktion eines Funktionsmodells eines Windenergieanlagentriebstrangs zur Implementierung in ein Smart Grid

Stichworte

Windenergieanlage, Smart Grid, Matlab, Triebstrang, Synchrongenerator, Gleichstrommotor

Kurzzusammenfassung

Diese Bachelorarbeit befasst sich mit der Konstruktion eines funktionstüchtigen Triebstrangmodells einer Windenergieanlage, welches zu einem späteren Zeitpunkt in ein Smart Grid implementiert werden soll. Dazu gehört sowohl die Konstruktion des Modells als auch die Auswahl und Auslegung der benötigten Komponenten. Darüber hinaus soll ein Matlabprogramm mit einer grafischen Nutzeroberfläche zur Steuerung des Antriebmotors und zur Messdatenauslese programmiert werden. Dabei war die Abbildung des typischen Verhaltens einer Windenergieanlage im Fokus. Durch Variation der Windgeschwindigkeit und der elektrischen Lasten konnte das typische Verhalten nachgewiesen werden.

Name of Student

Rouven Kanitz

Title of the paper

Construction of a functional model of a wind turbine drivetrain for implementation in a smart grid

Keywords

windturbine, smart grid, Matlab, drivetrain, synchronous generator, direct current motor

Abstract

This bachelor thesis deals with the construction of a functional drivetrain model of a wind turbine, which can be implemented in a smart grid. This includes the construction of the model as well as the selection and design of the required components. In addition, a Matlab program is written, controlling the drive motor and administrating the data using a graphical user interface. The focus is on the depiction of the typical behaviour of a wind turbine. By varying the wind speed and the electrical loads, the typical behaviour has been proven.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	I
Abbildungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis.....	IV
Liste der verwendeten Symbole	V
Indices	VI
Abkürzungen	VII
1 Einleitung	1
2 Einführung in das Wissensgebiet	2
2.1 Grundlagen der Windenergieanlagen	2
2.1.1 Allgemeines.....	2
2.1.2 Leistungsentnahme und Betz Faktor	5
2.1.3 Mechanischer Triebstrang	8
2.1.4 Generatorkonzepte	11
2.2 Grundlagen der elektro-mechanischen Energiewandlung.....	12
2.2.1 Elektrische Maschinen	12
2.2.2 Gleichstrommaschine	13
2.2.3 Synchronmaschine	15
2.2.4 Drehstrom.....	16
2.3 Synchronriemen.....	18
2.4 Smart Grid	19
3 Konzeptentwicklung.....	22
4 Vermessung und Auslegung der Komponenten.....	24
4.1 Synchronriemen.....	24
4.2 Motor-Generatorgruppe.....	27
4.2.1 Vorgegebene Komponenten.....	27
4.2.2 Konstruktion der Motor-Generatorgruppe	28
4.2.3 Vermessung der Motor-Generatorgruppe	30
4.3 Restliche Komponenten.....	35
5 Programmierung.....	39
5.1 Modellbildung der Windenergieanlage	39
5.1.1 c_p - λ -Kennlinie.....	41
5.1.2 Parameterbestimmung.....	42
5.1.3 Betriebszustände.....	43
5.2 Datenakquise	44

5.3	Grafische Nutzeroberfläche	47
5.4	Frequenzmessung	48
6	Versuch.....	49
6.1	Versuchsbeschreibung	49
6.2	Versuchsaufbau	49
6.3	Versuchsdurchführung.....	51
6.4	Versuchsergebnisse und -auswertung.....	53
6.4.1	Windlastvariation	53
6.4.2	Widerstandslastvariation	56
7	Zusammenfassung und Ausblick	62
	Literaturverzeichnis.....	63
	Anhang	64
A	Modulerklärung des Programms	64
B	Messwerte des Versuchs	68

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1	a) Wirkweise eines Auftriebsläufers b) Wirkweise eines Widerstandsläufers	4
Abbildung 2.2	Gegenüberstellung der Stall-Regelung und Pitch-Regelung	5
Abbildung 2.3	Strömungsverhältnisse einer idealisierten Windenergieanlage	6
Abbildung 2.4	Betz Kurve	8
Abbildung 2.5	Exemplarischer Triebstrang einer dreiblättrigen Windenergieanlage	9
Abbildung 2.6	Schema eines netzgekoppelten Synchrongeneratorkonzepts	11
Abbildung 2.7	Schema eines Synchrongeneratorkonzepts mit Vollumrichter	12
Abbildung 2.8	Ersatzschaltbild eines fremderregten Gleichstrommotors	14
Abbildung 2.9	Einphasiges Ersatzschaltbild eines fremderregten Synchrongenerators	16
Abbildung 2.10	Drehstromsystem mit den verschiedenen Verschaltungsmöglichkeiten	17
Abbildung 2.11	Beispiel eines synchronriemengetriebenen Zweiwellenantriebs	19
Abbildung 2.12	Mögliche Montagefehler eines Zweischiebensynchronriemenantriebs	19
Abbildung 2.13	Schaubild eines Smart Grids	21
Abbildung 3.1	Konzept für das Triebstrangmodell	23
Abbildung 4.1	Draufsicht der Motor-Generatoranordnung	28
Abbildung 4.2	Frontansicht der Motor-Generatoranordnung	29
Abbildung 4.3	CAD-Modell einer Synchronriemenscheibe	29
Abbildung 4.4	Lastkennlinien des Gleichstrommotors	33
Abbildung 4.5	Spannungsabhängigkeit des auszugebenen Stroms des Netzgeräts	36
Abbildung 4.6	Ersatzschaltbild der Ankerspannungsmessung	38
Abbildung 5.1	Wirkungsplan des Programms zur Nachbildung einer Windenergieanlage	40
Abbildung 5.2	Numerisch approximiertes c_p - λ Kennfeld für verschiedene Pitchwinkel α	41
Abbildung 5.3	Pin-Zuordnung der NI-Messbox	45
Abbildung 5.4	Grafische Benutzeroberfläche des erstellten Matlabprogramms	47
Abbildung 6.1	Versuchsaufbau	50
Abbildung 6.2	Schema des Triebstrangmodells	51
Abbildung 6.3	Auszug der graphischen Benutzeroberfläche	52
Abbildung 6.4	Auszug aus der graphischen Oberfläche bei konstantem c_p -Wert	53
Abbildung 6.5	Generatorleistung in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit	54
Abbildung 6.6	Generatordrehzahl in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit	55
Abbildung 6.7	Pitchwinkel in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit	56
Abbildung 6.8	Generatorleistungen bei einer maximalen Rotorleistung von 200 W	57
Abbildung 6.9	Generatordrehzahlen bei einer maximalen Rotorleistung von 200 W	58
Abbildung 6.10	Generatorleistungen bei einer maximalen Rotorleistung von 100 W	59
Abbildung 6.11	Generatordrehzahlen bei einer maximalen Rotorleistung von 100 W	60
Abbildung 6.12	Pitchwinkel bei einer maximalen Rotorleistung von 100 W	61

Tabellenverzeichnis

Tabelle 4.1	Charakteristische Parameter der Synchronriemenscheiben	25
Tabelle 4.2	Charakteristische Parameter des Synchronriemens.....	26
Tabelle 4.3	Kennwerte des verwendeten Gleichstrommotors.....	27
Tabelle 4.4	Kennwerte des verwendeten Synchrongenerators.....	28
Tabelle 4.5	Messdaten Polpaarzahlmessung	30
Tabelle 4.6	Lastversuch des Motors.....	31
Tabelle 4.7	Ergebnisse der Parameterbestimmung	35
Tabelle 5.1	Zuordnungen grafische Benutzeroberfläche	47
Tabelle 6.1	Zuordnungen des Versuchsaufbaus.....	50
Tabelle B.1	Messwerte für 10 Ohm bei 200 W	68
Tabelle B.2	Messwerte für 20 Ohm bei 200 W.....	69
Tabelle B.3	Messwerte für 30 Ohm bei 200 W.....	70
Tabelle B.4	Messwerte für 10 Ohm bei 100 W.....	71
Tabelle B.5	Messwerte für 20 Ohm bei 100 W.....	72
Tabelle B.6	Messwerte für 30 Ohm bei 100 W.....	73

Liste der verwendeten Symbole

A	[m ²]	Fläche
b	[mm]	Riemenbreite
b	[min ⁻¹]	Ordinatenabschnitt
c	[-]	Konstante
c	[-]	Beiwert
d	[mm]	Durchmesser
e	[mm]	Wellenabstand
E	[J]	Energie
f	[Hz]	Frequenz
F	[N]	Kraft
I	[A]	Strom
K	[-]	Anwendungsfaktor
L	[mm]	Länge
m	[kg]	Masse
m	[A ⁻¹ min ⁻¹]	Steigung
M	[Nm]	Moment
\dot{m}	[kg s ⁻¹]	Massenstrom
n	[s ⁻¹]	Drehzahl
N	[-]	Umdrehungen
p	[-]	Polpaarzahl
p	[mm]	Teilung
P	[W]	Leistung
Q	[Var]	Blindleistung
r	[mm]	Radius
R	[Ω]	Widerstand
S	[VA]	Scheinleistung
t	[s]	Zeit
U	[V]	Spannung
v	[m s ⁻¹]	Geschwindigkeit
\dot{V}	[m ³ s ⁻¹]	Volumenstrom
x	[-]	Exponent
X	[Ω]	Reaktanz

z	[-]	Zähneanzahl
α	[°]	Pitchwinkel
β	[°]	Umschlingungswinkel
β	[-]	Geschwindigkeitsverhältnis
η	[-]	Wirkungsgrad
λ	[-]	Schnelllaufzahl
ρ	[kg m ⁻³]	Dichte
Φ	[Vs]	Magnetischer Fluss
ω	[s ⁻¹]	Winkelgeschwindigkeit

Indices

0	Referenz
A	Anker
A	Anwendung
Ab	Abgeführt
b	Biege
B	Bürsten
D	Synchronreaktanz
e	eingreifend
E	Erreger
el	Elektrisch
erf	Erforderlich
Gen	Generator
i	Initial
Kin	Kinetisch
L	Last
L	Leiter
L	Luft
Max	Maximal
Mess	Mess
Mot	Motor
Nenn	Nenn
Netz	Netz

U	Umgebung
P	Leistung
Q	Induziert
R	Riemen
Rot	Rotor
S	Scheibe
S	Schub
Spez	Spezifisch
St	Steuer
Str	Strang
T	Tangential
U	Umfang
W	Widerstand
W	Wind
Zu	Zugeführt
‘	Vorläufig

Abkürzungen

App	Applikation
AI	Analog Input
AO	Analog Output
DAQ	Data Acquisition
GND	Ground
GUI	Graphical User Interface
GM	Gleichstrommotor
NI	National Instruments
SG	Synchrongenerator
WEA	Windenergieanlage

1 Einleitung

Das Landschaftsbild im Zentrum der Metropole Hamburg ist geprägt von hohen Bürohäusern, den Kränen im Hafen und etlichen Schornsteinen. Doch es sind dort auch emporstehende Windenergieanlagen lokalisiert, welche in ihrer Anzahl nicht zu übersehen sind. Sie gehören mittlerweile genauso zum Stadtbild, wie die Hafenkranen. Die Windenergieanlagen stehen kennzeichnend für die erneuerbare Energieerzeugung und den stets fortschreitenden Wandel innerhalb der Energiebranche.

Der Ausbau der erneuerbaren Energien führt zu einer Dezentralisierung der Stromerzeugung und fordert ein agileres Verbundnetz, um die Volatilität der Anlagen kompensieren sowie die Stabilität hinsichtlich der Frequenz garantieren zu können. In diesem Zuge wird ein Ausbau von Kommunikations- und Informationstechnologien zum Regulieren und Steuern der einzelnen Verbraucher und Erzeuger innerhalb des Netzes unverzichtbar sein.

Um das Interagieren der jeweiligen Akteure simulieren und vor allem auch präsentieren zu können, wird ein Modell eines solchen Smart Grids für das Institut für Antriebs- und Regelungstechnik des Departments Maschinenbau und Produktion der HAW Hamburg aufgebaut. Ähnlich dem aktuellen Verbundnetz besteht es aus einzelnen Modulen wie den erneuerbaren Energien, den Endverbrauchern, den Energiespeichern sowie den klassischen Energieerzeugern. Vorzugsweise dient es der Veranschaulichung auf Veranstaltungen wie der „Nacht des Wissens“, die zweijährlich in Hamburg in Kooperation vieler Hochschulen stattfindet. Möglich ist jedoch auch ein Laborpraktikum nach dem Fertigstellen im Rahmen des Vertiefungsstudiums Energie- und Anlagensysteme.

Das Ziel dieser Arbeit ist der Aufbau des Moduls der Windenergieanlage, welches damit eines der ersten Module dieses Smart Grids darstellt. Aus diesem Grund liegt der Fokus dieser Arbeit nicht auf der Implementierung in ein Smart Grid, sondern viel mehr auf der Konstruktion und der Funktionalität des Modells, welches im Nachhinein die Möglichkeit der Implementation bietet.

Beginnend mit dem Aufzeigen der physikalischen Grundlagen einer Windenergieanlage und deren Komponenten, wird im Folgenden ein Konzept dieses Modells entwickelt. Die sich daraus ergebenden Bauteile werden anschließend ausgelegt oder, falls bereits vorhanden, vermessen. Ehe das Modell auf ihre Funktion und Variation der Eingangsparameter untersucht wird, bedarf es der Programmierung der Steuerungssoftware in Matlab. Letztlich wird diese Bachelorarbeit mit der Auswertung und einem Fazit abgeschlossen.

2 Einführung in das Wissensgebiet

In diesem Kapitel werden die wichtigsten Grundlagen der Windenergieanlagen, der elektrischen Maschinen, der Synchronriemenantriebe sowie des Smart Grids aufgeführt. Zuzüglich findet eine Einordnung des Titels in die Systematik statt.

2.1 Grundlagen der Windenergieanlagen

Bereits seit mehreren Jahrhunderten wird der Wind als Energiequelle genutzt. Begonnen wurde mit der klassischen Windmühle im 7. Jahrhundert. Heute tragen sie einen nicht unerheblichen Teil zur Energieerzeugung bei. Im Folgenden werden die allgemeinen und physikalischen Grundlagen erläutert. (vgl. Hau, 2016 S. 2)

2.1.1 Allgemeines

Die zentrale Aufgabe einer Windenergieanlage besteht aus der Umwandlung von strömungsmechanischer Energie in elektrische Energie. Einordnen lassen sich diese, wie folgend aufgeführt, nach der Drehachse und der aerodynamischen Wirkungsweise. (vgl. Hau, 2016 S. 2)

Drehachse

- Horizontalachser
- Vertikalachser

Aerodynamische Wirkweise

- Widerstandsläufer
- Auftriebsläufer

Die erste Einteilung basiert auf dem Unterschied der zur Leistungserzeugung genutzten Kraft. Alle Körper, die durch Luft angeströmt werden, erfahren eine Kraft in Strömungsrichtung (Luftwiderstand) und eine senkrecht zu dieser (Auftrieb). Windturbinen, die den Luftwiderstand nutzen, werden Widerstandsläufer genannt. Dementsprechend werden Windturbinen, die auf dem Auftriebsprinzip basieren, Auftriebsläufer genannt. (vgl. Hau, 2016 S. 91)

Auftriebsläufer

Tragflügelprofile oder auch schräg angestellte Platten haben bei Anströmung nicht nur eine in Strömungsrichtung wirkende Widerstandskraft, sondern auch eine senkrecht zur Anströmung stehende Auftriebskraft. (vgl. Gasch, et al., 2015 S. 43)

Nahezu alle modernen Windenergieanlagen nutzen dieses Prinzip, welches in Abbildung 2.1a verdeutlicht ist. Dabei resultiert aus der Windgeschwindigkeit v_w und der Umfangsgeschwindigkeit v_u die Anströmgeschwindigkeit v_r . Diese trifft auf das Profil. Folglich entsteht eine Kraft, welche in die Widerstandskraft F_w und die Auftriebskraft F_A zerlegt werden kann. Daraufhin kann die Auftriebskraft F_A in eine Tangentialkomponente F_{AT} und eine senkrecht zur Drehebene stehende Komponente F_{AS} zerlegt werden. Die Tangentialkomponente sorgt für das Antriebsmoment und somit auch für das Drehen des Rotors. (vgl. Hau, 2016 S. 93)

Anlagen dieses Typs sind sehr weit verbreitet, da die Rotorblätter aerodynamisch stark optimiert worden sind und eine Leistungsregelung über das Pitchen (Variation des Anstellwinkels) der Blätter möglich ist. Für eine genauere Betrachtung einer dreiblättrigen Windenergieanlage ist zusätzlich die Schnelllaufzahl λ essentiell. Sie ist eine dimensionslose Vergleichsdrehzahl und beschreibt das Verhältnis zwischen der Umfangsgeschwindigkeit v_u an der Blattspitze und der relativen Windgeschwindigkeit v_w . Für dreiblättrige Windenergieanlagen liegt die optimale Schnelllaufzahl bei ca. 7. (vgl. Heier, 2017 S. 49)

$$\lambda = \frac{v_u}{v_w} = \frac{\pi \cdot d \cdot n}{v_w} \quad (2.1)$$

Widerstandsläufer

Der Widerstandsläufer nutzt die Widerstandskraft als Antrieb. Die resultierende Anströmgeschwindigkeit ergibt sich aus der Differenz der Windgeschwindigkeit v_w und der Umfangsgeschwindigkeit v_u . (Gasch, et al., 2015 S. 39)

$$v = v_w - v_u \quad (2.2)$$

In Abbildung 2.1 ist der Unterschied zwischen den beiden Läuferarten visualisiert.

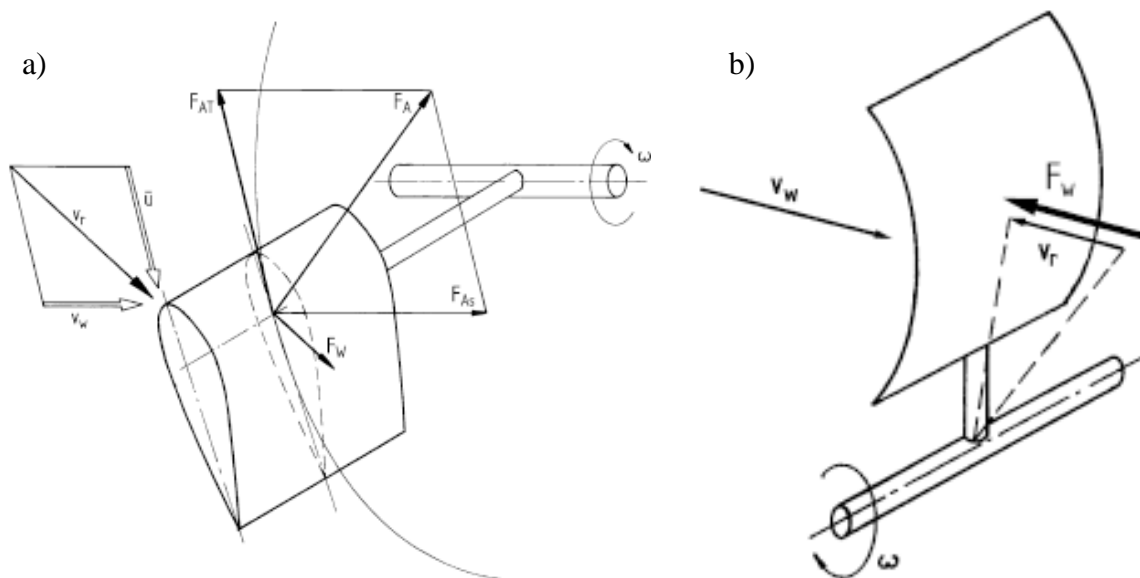


Abbildung 2.1 a) Wirkweise eines Auftriebsläufers b) Wirkweise eines Widerstandsläufers

Quelle: (Hau, 2016 S. 93), (Hau, 2016 S. 91)

Horizontalachser

Diese Bauform stellt das vorwiegend verwendete Konstruktionsprinzip für Windenergieanlagen dar. Hauptsächlich wird der Propellertyp verwendet, da dieser über das Einstellen des Blattwinkels die Drehzahl und die Leistungsabgabe regeln kann. Innerhalb der Horizontalachser lässt sich auch noch innerhalb der Rotorstellung differenzieren. Zum einen gibt es die Luv-Läufer, dessen Rotor vor dem Turm läuft und zum anderen die Lee-Läufer, dessen Rotor hinter dem Turm rotiert. (vgl. Hau, 2016 S. 71)

Vertikalachser

Diese Bauform von Windenergieanlagen gilt als die älteste. Zu Beginn beruhten diese allerdings lediglich auf dem Widerstandsprinzip. Zu finden sind solche Varianten heute häufig noch als Schalenkreuzanemometer zur Windgeschwindigkeitsmessung. Der wesentliche Vorteil von Vertikalachsern ist die Windrichtungsunabhängigkeit. Darüber hinaus lassen sich weitere Komponenten (mechanisch oder elektrisch) am Boden anbringen. (vgl. Hau, 2016 S. 68 ff.)

Leistungsbegrenzung

Zwei mögliche Leistungsregelungen von Windenergieanlagen sind die Stall-Regelung und die Pitch-Regelung. Die Stall-Regelung macht sich den Strömungsabriss bei zu hohen Windgeschwindigkeiten zu Nutze. Steigt die Windgeschwindigkeit bei gleichbleibender Drehzahl, werden die Blätter unter einem immer größeren Winkel angeströmt, sodass die Strömung abreißt. Als passives

System begrenzt es die Leistung ohne aktiven Eingriff. Die Pitch-Regelung beschreibt das ge-
 wollte Verstellen des Blattstellwinkels α , um den Leistungsbeiwert c_p oberhalb der Nennwind-
 geschwindigkeit zu verringern. In Abbildung 2.2 sind die elektrischen Leistungen in Abhängigkeit
 der Windgeschwindigkeit der beiden Möglichkeiten dargestellt. Zu erkennen ist das deutliche
 Überschwingen der Stall-Regelung. Die Pitch-Regelung hingegen schwingt nicht über, sondern
 begrenzt die Nennleistung bis zur Abschaltgeschwindigkeit. (vgl. Hau, 2016 S. 115 ff.)

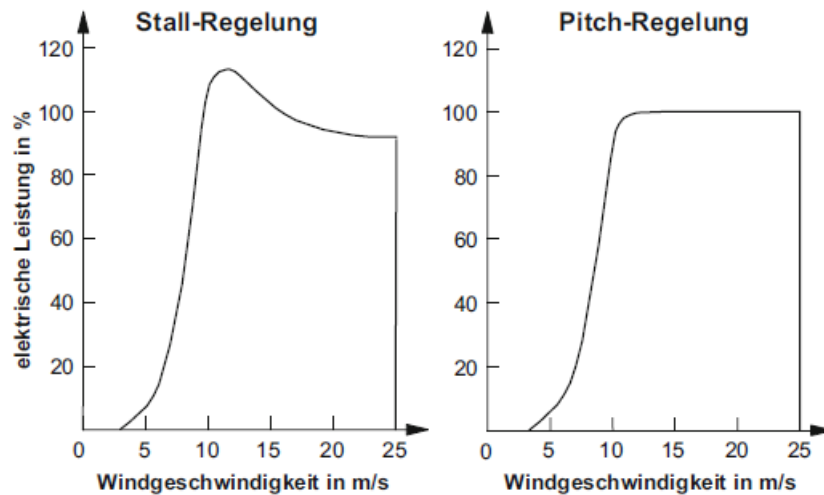


Abbildung 2.2 Gegenüberstellung der Stall-Regelung und Pitch-Regelung

Quelle: (Kaltschmitt, et al., 2013 S. 482)

2.1.2 Leistungsentnahme und Betz Faktor

In diesem Kapitel werden die zugrundeliegenden, physikalischen Grundlagen aufgeführt, die die
 Leistungsentnahme definieren. (vgl. Hau, 2016 S. 85 ff.)

Das bewegte Volumen pro Zeit (Volumenstrom \dot{V}) durch eine definierte Fläche A mit der Wind-
 geschwindigkeit v_w ergibt sich anhand der Formel 2.3.

$$\dot{V} = A \cdot v_w \quad (2.3)$$

Die bewegte Masse pro Zeit (Massenstrom \dot{m}) durch eben diese Fläche A ergibt sich durch die
 Multiplikation aus dem Volumenstrom \dot{V} und der Dichte der Luft ρ_L .

$$\dot{m} = \rho_L \cdot A \cdot v_w = \rho_L \cdot \dot{V} \quad (2.4)$$

Der Wind mit der Geschwindigkeit v_w und der Masse m besitzt folgende kinetische Energie E_{kin} .

$$E_{kin} = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v_w^2 \quad (2.5)$$

Die Leistung des Windes P_{Wind} , also die Energie, welche sich pro Zeit durch die Fläche A mit der Geschwindigkeit v_w bewegt, resultiert aus der Differentiation der kinetischen Energie (Formel 2.5) nach der Zeit. Die Windgeschwindigkeit ist hierbei als konstant zu betrachten.

$$P_{Wind} = \frac{dE_{kin}}{dt} = \frac{1}{2} \cdot v_w^2 \cdot \frac{dm}{dt} = \frac{1}{2} \cdot v_w^2 \cdot \dot{m} = \frac{1}{2} \cdot \rho_L \cdot A \cdot v_w^3 \quad (2.6)$$

Im Querschnitt A_1 befindet sich der in das Kontrollvolumen eintretende Wind mit der Geschwindigkeit v_1 . Dieser passiert die Windturbine und tritt im Querschnitt A_2 mit der Geschwindigkeit v_2 aus. Durch das Antreiben der Windturbine wird dem Wind auf dem Weg von dem Querschnitt A_1 zu A_2 Energie entzogen. In Folge dessen tritt der Wind im Querschnitt A_2 mit verminderter Geschwindigkeit aus. Aus dem Grund der Massenerhaltung weitet sich der Strömungsquerschnitt A_2 hinter der Windturbine auf. (Siehe Abbildung 2.3)

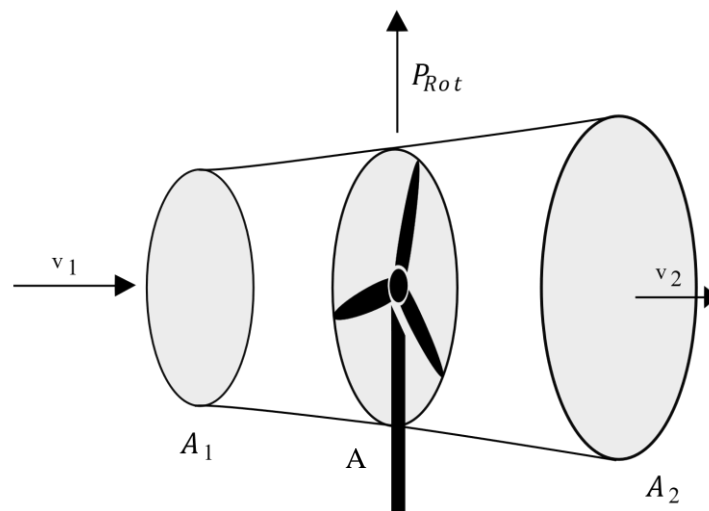


Abbildung 2.3 Strömungsverhältnisse einer idealisierten Windenergieanlage

Quelle: eigene Darstellung nach (Hau, 2016 S. 97)

Demnach wird die entnehmbare Leistung P_{Rot} durch die Leistungsdifferenz des Windes zwischen den Querschnitten A_1 und A_2 definiert.

$$P_{Rot} = \frac{1}{2} \cdot \dot{m} \cdot (v_{w1}^2 - v_{w2}^2) = \frac{1}{2} \cdot \rho_L \cdot (A_1 \cdot v_{w1}^3 - A_2 \cdot v_{w2}^3) \quad (2.7)$$

Laut dieser Formel müsste die Leistung maximal werden, wenn die Geschwindigkeit $v_2 = 0$ wird. Dies würde jedoch bedeuten, dass der Wind hinter der Windturbine stillstehen und sich stauen würde. Unter Hinzunahme des Theorems von Froude (Formel 2.8), welches besagt, dass die Durchströmgeschwindigkeit der Rotorfläche das arithmetische Mittel der Geschwindigkeiten in der Fläche A_1 und A_2 ist, lässt sich der durch die Rotorfläche A strömende Massenfluss \dot{m} definieren.

$$\bar{v}_W = \frac{v_{w1} + v_{w2}}{2} \quad (2.8)$$

$$\dot{m} = \rho_L \cdot A \cdot \bar{v}_W = \rho_L \cdot A \cdot \frac{v_{w1} + v_{w2}}{2} \quad (2.9)$$

Durch das Einsetzen der Formel 2.9 in Formel 2.7 ergibt sich der Ausdruck für die entnehmbare Leistung.

$$P_{Rot} = \frac{1}{4} \cdot \rho_L \cdot A \cdot (v_{w1} + v_{w2}) \cdot (v_{w1}^2 - v_{w2}^2) \quad (2.10)$$

Als Referenz zu der entnehmbaren Leistung in Formel 2.10 wird die Leistung P_0 definiert. Diese ist gleich der Leistung, die der Wind in diesem Strömungsquerschnitt ohne den Entzug von mechanischer Leistung hätte.

$$P_0 = \frac{1}{2} \cdot \dot{m} \cdot v_{w1}^2 = \frac{1}{2} \cdot \rho_L \cdot A \cdot v_{w1}^3 \quad (2.11)$$

So lässt sich durch das Verhältnis von entzogener Leistung zu Referenzleistung Leistungsbeiwert c_p definieren.

$$c_p = \frac{P}{P_0} = \frac{\frac{1}{4} \cdot \rho_L \cdot A \cdot (v_{w1} + v_{w2}) \cdot (v_{w1}^2 - v_{w2}^2)}{\frac{1}{2} \cdot \rho_L \cdot A \cdot v_{w1}^3} = \frac{1}{2} \cdot \left[1 - \left(\frac{v_{w2}}{v_{w1}} \right)^2 \right] \cdot \left[1 + \frac{v_{w2}}{v_{w1}} \right] \quad (2.12)$$

Das Festlegen eines Geschwindigkeitsverhältnisses β ermöglicht eine vereinfachte Darstellung der Formel 2.12, sodass diese lediglich noch von dem Geschwindigkeitsverhältnis β abhängt.

$$\beta = v_{w2} / v_{w1} \quad (2.13)$$

$$c_p(\beta) = \frac{1}{2} \cdot [1 - \beta^2] \cdot [1 + \beta] \quad (2.14)$$

Das Maximum dieser Funktion befindet sich bei $\beta = 1/3$. Das Einsetzen liefert den maximal möglichen Leistungsfaktor $c_{p,max}$, auch Betz Faktor genannt.

$$c_{p,max} \left(\beta = \frac{1}{3} \right) = \frac{1}{2} \cdot \left[1 - \left(\frac{1}{3} \right)^2 \right] \cdot \left[1 + \frac{1}{3} \right] = \frac{16}{27} = 0,592$$

In Abbildung 2.4 ist der Verlauf der Formel 2.14 über das Geschwindigkeitsverhältnis β dargestellt. In dieser ist das Maximum ebenfalls markiert. Somit ergibt sich für die maximal entnehmbare Leistung einer Windturbine folgenden Ausdruck.

$$P_{max} = \frac{1}{2} \cdot c_{p,max} \cdot \rho_L \cdot A_{Rot} \cdot v_{w1}^3 = \frac{1}{2} \cdot \frac{16}{27} \cdot \rho_L \cdot A_{Rot} \cdot v_{w1}^3 \quad (2.15)$$

In Addition dazu folgt daraus die allgemeine Gleichung für die Rotorleistung.

$$P_{Rot} = \frac{1}{2} c_p \cdot \rho_L \cdot A_{Rot} \cdot v_{w1}^3 = c_p \cdot P_{Wind} \quad (2.16)$$

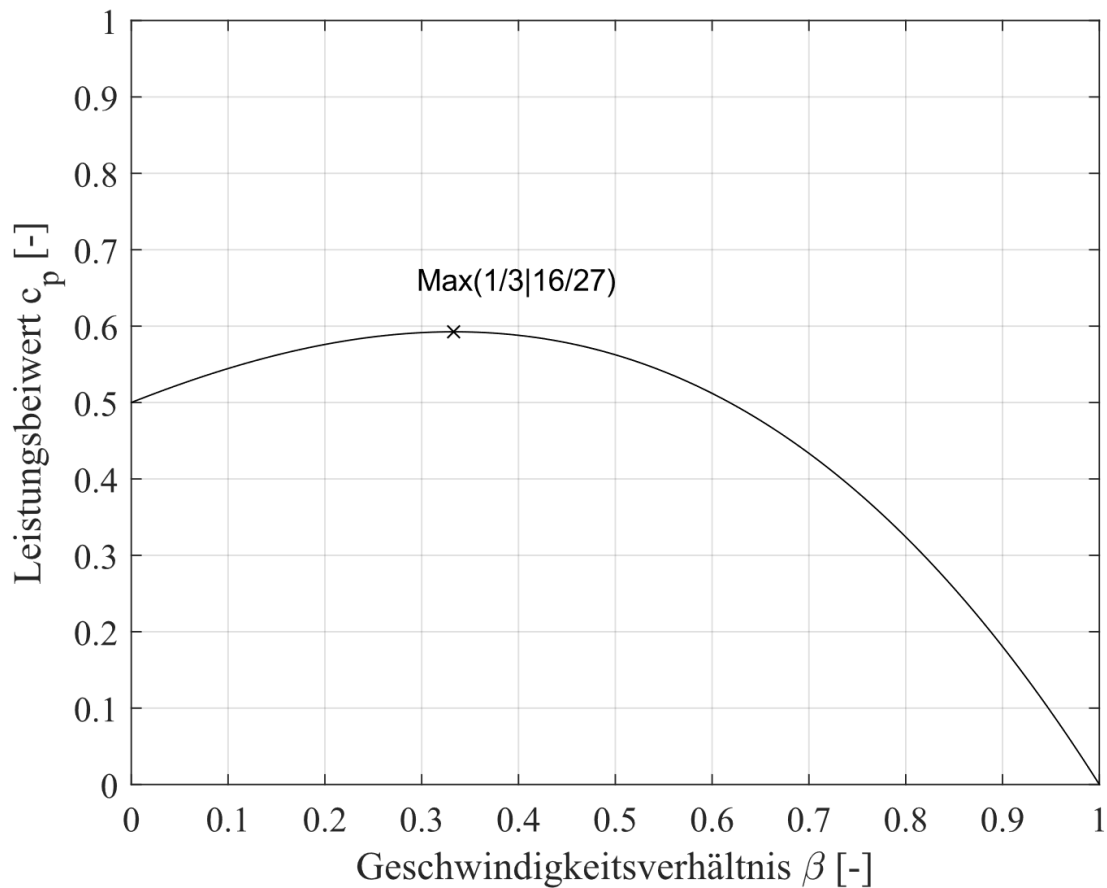


Abbildung 2.4 Betz Kurve

2.1.3 Mechanischer Triebstrang

Die Aufgabe des Triebstrangs besteht aus der Umwandlung der kinetischen Energie der strömenden Luft über die mechanische Energie in elektrische Energie. Zu den Komponenten des mechanischen Triebstrangs gehören alle rotierenden Bauteile. Im Allgemeinen sind die Komponenten zur Wandlung bereits in der konventionellen Kraftwerkstechnik zu finden. Jedoch bringt die Energiewandlung einer Windenergieanlage spezifische Probleme mit sich, die aus der außerordentlichen Charakteristik des Windrotors als Antriebseinheit resultieren. (vgl. Hau, 2016 S. 331)

Das Ziel der Windenergieanlage ist die Erzeugung von Wechselstrom mit einer Frequenz von 50 Hertz (Europa). Problematisch bei Windenergieanlagen sind die hohen Schwankungen der Drehzahl und des Drehmoments, welche dem fluktuierenden Wind geschuldet sind. Der Triebstrang muss diese Schwankungen, bedingt durch den Wind, verkraften und den elektrischen Strom mit einer festen, konstanten Frequenz in das Stromnetz einspeisen. Hinzu kommt, dass sich zwischen dem Drehzahlniveau des Rotors und des Generators eine große Diskrepanz befindet. (vgl. Hau, 2016 S. 332)

In der Abbildung 2.5 ist ein Triebstrang mit seinen wichtigsten Komponenten vereinfacht dargestellt. Dieser besteht aus dem Rotor, den Blättern, der Nabe sowie der Welle. Darüber hinaus sind die Lagerung, ein Getriebe und die Bremse zu erkennen. Zusätzlich zum Einspeisen des Stromes befindet sich außerdem das elektrische System, bestehend aus dem Generator, dem Umrichter und dem Transformator, in der Gondel.

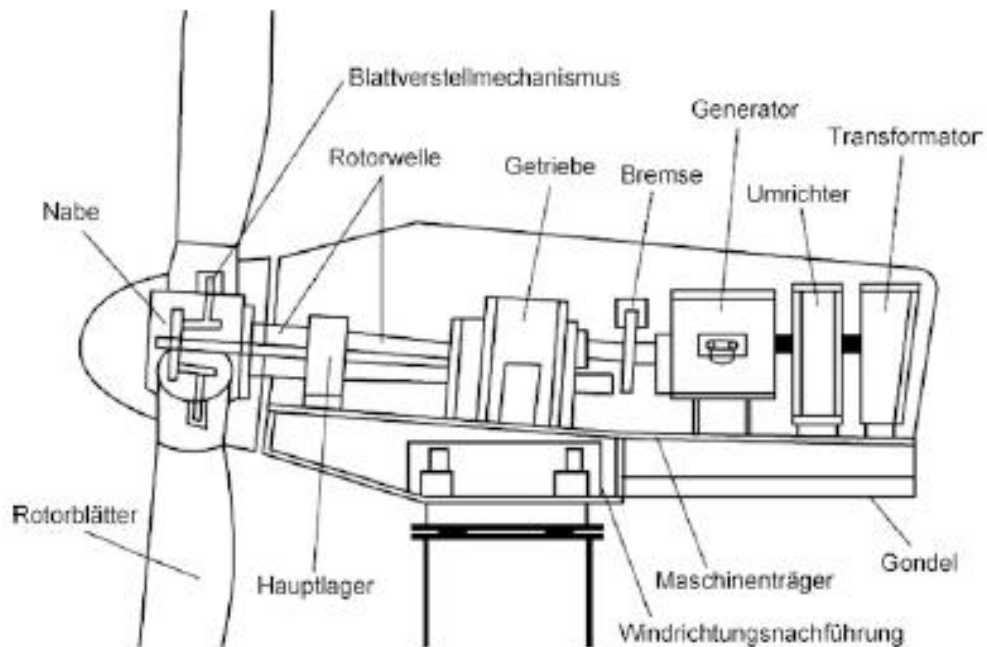


Abbildung 2.5 Exemplarischer Triebstrang einer dreiblättrigen Windenergieanlage

Quelle: (Kaltschmitt, et al., 2013 S. 485)

Bremse

Bei Reparatur- und Wartungsarbeiten darf sich der Rotor nicht drehen. Gewährleistet wird dies durch die Bremse, welche den Rotor in dem eben genannten Szenario oder auch in den vorkommenden Stillstandzeiten fixiert und in der Position hält. Die Funktion der Bremse in der Betriebsführung bestimmt die Ausmaße und Komplexität dieser. Im einfachsten Fall dient die Bremse als Haltebremse. In diesem Szenario bedarf es bei der Auslegung lediglich der Berücksichtigung des Haltemoments, um den Rotor im Stillstand zu halten. Jedoch ist die Bremse nicht zwangsläufig nur als Haltebremse ausführbar. Eine weitere Möglichkeit besteht in der Funktion der Betriebsbremse. Hierbei dient die Scheibenbremse, neben der aerodynamischen Bremse, als zweites, unabhängiges Bremssystem. Daraus ergibt sich eine wesentlich höhere Betriebssicherheit, welche sich vor allem bei kleineren Windenergieanlagen bewährt hat. Bei größeren Anlagen (Rotordurchmesser ab 60 Meter) jedoch müsse die Bremse enorme Ausmaße annehmen, wenn diese für das Abbremsen der kompletten Rotorleistung und des Rotormoments bei Vollast ausgelegt werden soll. (vgl. Hau, 2016 S. 384)

Getriebe

Um die unterschiedlichen Drehzahl-niveaus des Rotors und des Generators zu koppeln, werden Getriebe mit einem Übersetzungsverhältnis verwendet. Getriebe mit Übersetzungen von 1:100 sind bereits in vielen Bereichen des Maschinenbaus verbreitet und auch für den Einsatz in Windenergieanlagen geeignet. Die hohen dynamischen Belastungen durch den Wind müssen kompensiert werden, sodass leistungsstarke Getriebe verwendet werden. Bei den Anlagen der Megawattklasse bekommen häufig Planetengetriebe den Vorzug gegenüber Stirnradgetrieben. Dafür sprechen die deutlich geringere Baumasse, hohe Wirkungsgrade und ein hohes, mögliches Übersetzungsverhältnis. Für Kleinwindenergieanlagen ist der hohe Bauaufwand und die damit entstehenden Kosten häufig der Grund, ein Stirnradgetriebe zu verwenden. (vgl. Hau, 2016 S. 387)

Auch sind moderne Windenergieanlagen mit einem getriebelosen Triebstrang möglich. So machte es der deutsche Hersteller Enercon seit etwa 1995 vor. Die getriebelose Bauart wurde mit der Zeit auch von anderen Herstellern übernommen und gilt als zweite „Standardbauweise“ auf dem Markt. Nachteile dieser getriebelosen Anlagen mit Ringgeneratoren sind der teure, aufwendig in Sonderentwicklung angefertigte Generator und das damit verbundene hohe Gewicht. (vgl. Hau, 2016 S. 343)

Elektrisches System

Der Generator wandelt die mechanische Energie der Generatorwelle in elektrische Energie um. Der Synchrongenerator und der Asynchrongenerator haben sich als die beiden wichtigsten Bauarten von Drehstromgeneratoren durchgesetzt und finden sich in nahezu jeder Windenergieanlage wieder. (vgl. Hau, 2016 S. 424)

Problemlos können diese jedoch nur eingesetzt werden, wenn die Antriebsmaschine ein stetiges Antriebsmoment bei konstanter Frequenz liefert. Dies ist jedoch die Problematik einer Windenergieanlage, da diese dem schwankenden Wind unterliegt. Aus diesem Grund ist es nahezu unerlässlich, statt eines einfachen Drehstromgenerators ein drehzahlvariables Generatorsystem zu verwenden. (vgl. Hau, 2016 S. 434)

Der Vollumrichter besteht aus einer Schaltung von Gleichrichter und Wechselrichter, welche hintereinander angeordnet sind. Der Gleichrichter wandelt den Wechselstrom in Gleichstrom um. Dies hat eine komplette Entkopplung der Netzfrequenz zur Folge, sodass der Rotor bei beliebiger Drehzahl rotieren kann. Der Wechselrichter wiederum erzeugt aus dem Gleich- Wechselstrom mit der geforderten Frequenz. (vgl. Hau, 2016 S. 447)

Der Transformator bringt die Ausgangsspannung des Generators schlussendlich (üblicherweise 690 V) auf die Mittelspannungsebene (20 kV). Nahezu alle Windenergieanlagen verfügen über einen eigenen Transformator. (vgl. Hau, 2016 S. 464)

2.1.4 Generatorkonzepte

Beispielhaft werden zwei Synchrongeneratorkonzepte von Windenergieanlagen vorgestellt. Sie verdeutlichen mögliche Herausforderungen hinsichtlich des Betriebs.

Synchrongenerator mit direkter Netzkopplung

Ein direkt an das elektrische Versorgungsnetz gekoppelter Synchrongenerator, in Abbildung 2.6 dargestellt, stellt eine sehr simple Möglichkeit dar. Die Einfachheit dieser Variante ist auf Grund der wenigen Komponenten erstaunlich und ein Inselbetrieb des Synchrongenerators bei Gleichstromerregung ist ohne zusätzliche Kompensation möglich. Allerdings bringt diese Lösung einige eklatante Nachteile mit sich. Sollten große Windböen auftreten, könnte der Generator kippen. Zur Netzsynchronisation sind zusätzlich spezielle Einrichtungen erforderlich. Darüber hinaus kann dieser Synchrongenerator nur bei einer festen Drehzahl laufen, die durch die Netzfrequenz f (in Europa 50 Hertz) und die Polpaarzahl p definiert ist. Heutzutage wird diese Generatorlösung nicht mehr verwendet. (vgl. Hau, 2016 S. 438)

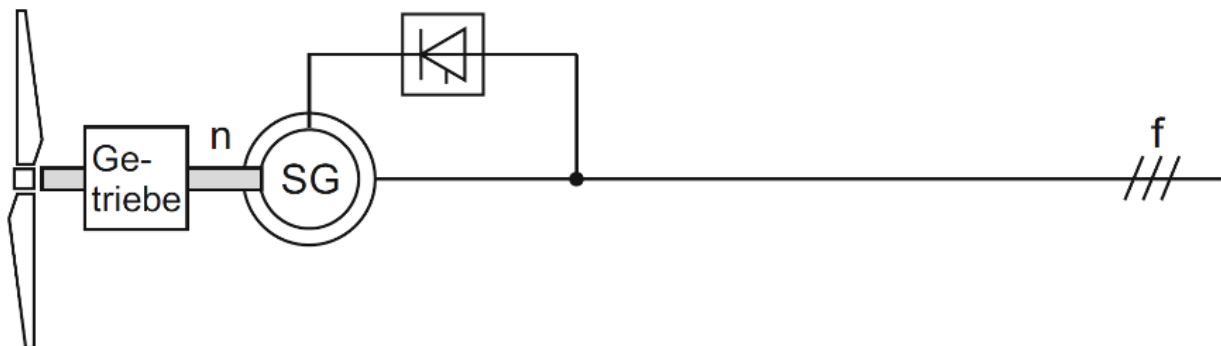


Abbildung 2.6 Schema eines netzgekoppelten Synchrongeneratorkonzepts

Quelle: (Heier, 2017 S. 128) mod.

Synchrongenerator mit Vollumrichter

Die Forderung nach einem drehzahlvariablen Betrieb einer Windenergieanlage führt direkt zu einem Generator mit anschließendem Frequenzumrichter, wie in Abbildung 2.7 dargestellt. Ein drehzahlvariabler Drehstromgenerator erzeugt automatisch einen Strom mit veränderlicher Frequenz. Da jedoch zur Netzeinspeisung eine vorgegebene Frequenz eingehalten werden muss, bringt ein Vollumrichter die veränderliche Frequenz des Generatorstroms auf die feste Netzfrequenz.

Der Wirkungsgrad des Umrichters ist dank der Fortschritte in der Umrichtertechnik gestiegen, sodass sich oftmals für ein Synchrongenerator mit Vollumrichter entschieden wird. (vgl. Hau, 2016 S. 444)

Diese Variante ist auch bei der getriebelosen Bauart möglich. Hierbei ergibt sich jedoch eine deutlich engere Verknüpfung zwischen dem Rotor und dem Generator. (vgl. Hau, 2016 S. 454)

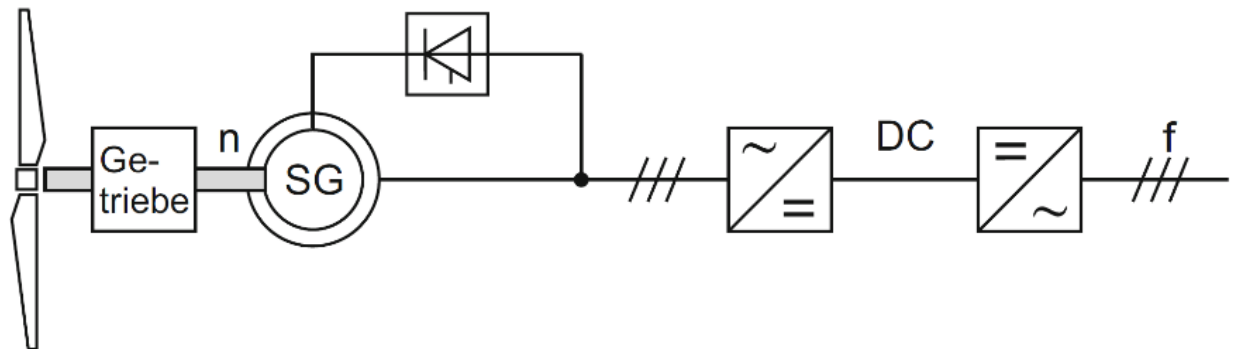


Abbildung 2.7 Schema eines Synchrongeneratorkonzepts mit Vollumrichter

Quelle: (Heier, 2017 S. 128) mod.

2.2 Grundlagen der elektro-mechanischen Energiewandlung

In diesem Abschnitt werden die physikalischen Grundlagen der elektro-mechanischen Energiewandlung erwähnt. Darüber hinaus werden die Gleichstrommaschine und die Synchronmaschine näher erläutert.

2.2.1 Elektrische Maschinen

Unter elektrischen Maschinen versteht man Generatoren oder Motoren, die nach dem Prinzip der elektro-mechanischen Energiewandlung arbeiten. Generatoren sorgen für nahezu die komplette Erzeugung von elektrischer Energie. Motoren sind in vielerlei Anwendungen in der Industrie zu finden. Die elektro-mechanische Energiewandlung wird durch das Umwandeln von elektrischer Energie in mechanische Energie oder andersherum charakterisiert. Dabei resultiert auf der einen Seite eine elektrische Leistung P_{el} . Auf der anderen Seite ergibt sich die mechanische Leistung. Abhängig vom Betrieb ergibt sich der Wirkungsgrad. Für den Motorbetrieb definiert sich der Wirkungsgrad nach der der Formel 2.17. In diesem Fall ist die elektrische Leistung P_{el} die zugeführte und dementsprechend die mechanische Leistung P_{mech} die abgeführte. Formel 2.18 ist das Äquivalent für den Generatorbetrieb. (vgl. Fischer, 2009 S. 11)

$$\eta_{Mot} = \frac{P_{ab}}{P_{zu}} = \frac{P_{mech}}{P_{el}} \quad (2.17)$$

$$\eta_{\text{Gen}} = \frac{P_{ab}}{P_{zu}} = \frac{P_{el}}{P_{mech}} \quad (2.18)$$

2.2.2 Gleichstrommaschine

Die Gleichstrommaschine kann sowohl als Motor, als auch als Generator betrieben werden. Zwar gibt es heutzutage kaum noch Anwendungen, in denen ein Gleichstromgenerator benötigt wird, jedoch ist ein prinzipieller Betrieb möglich. Da in dieser Arbeit ein Gleichstrommotor verwendet wird, beziehen sich die folgenden Aussagen und Formeln auf den Motorbetrieb einer Gleichstrommaschine.

Durch ein Magnetfeld zwischen den Polen wirkt in einer drehbargelagerten Leiterschleife die Lorentzkraft. Um eine konstante rotatorische Bewegung zu erhalten, ist es nötig den Strom umzupolen. Dementsprechend wird die Richtung des Stromflusses vom Kommutator umgekehrt. Möglich wird dies durch schleifende Elemente auf den Kontaktflächen, die auf der Motorwelle zu finden sind. Da eine Leiterschleife zu Drehmomentschwankungen und einem geringen Drehmoment führt, werden mehrere Leiterschleifen verwendet, wodurch sich eine Spule ergibt. Zusätzlich werden mehrere Spulen äquidistant über den Umfang des Ankers verteilt, um das Drehmoment zu erhöhen und die Drehmomentschwankungen zu verringern. (vgl. Hagl, 2015 S. 77 ff.)

Man unterscheidet bei Gleichstrommotoren, wie folgend aufgeführt, zwischen zwei Erregerprinzipien zur Erzeugung des magnetischen Felds.

- Permanenterregte Gleichstrommaschine
- Elektrisch erregte Gleichstrommaschine

Permanenterregte Gleichstrommaschinen nutzen Permanentmagnete zur Erzeugung des Erregerfelds. Dies hat zur Folge, dass die Stärke des Magnetfelds nicht beeinflussbar ist und sie somit konstant ist. Anders ist dies bei elektrisch erregten. Hierbei erzeugen stromdurchflossene Spulen das benötigte Erregerfeld. (vgl. Hagl, 2015 S. 77)

Für den stationären Gleichstrommotor gelten folgende Formeln. (vgl. Fischer, 2009 S. 66 ff.)

Die induzierte Spannung U_q ergibt sich dabei aus der Winkelgeschwindigkeit ω , der Motorkonstante c sowie dem magnetischen Fluss Φ_E .

$$U_q = \omega \cdot c \cdot \Phi_E = 2 \cdot \pi \cdot n \cdot c \cdot \Phi_E \quad (2.19)$$

Das erzeugte elektrische Moment M_{el} geht aus dem Produkt der Motorkonstante c , dem magnetischen Fluss Φ und dem Ankerstrom I_A hervor.

$$M_{el} = c \cdot \Phi_E \cdot I_A \quad (2.20)$$

Die Ankerspannung U_A setzt sich aus der induzierten Spannung U_q , der Bürstenspannung U_B sowie dem Produkt aus dem Ankerwiderstand R_A und dem Ankerstrom I_A .

$$U_A = U_q + I_A \cdot R_A + U_B \quad (2.21)$$

Das Einsetzen der Formel 2.19 in die Formel 2.21 liefert die Formel 2.22 zur Berechnung der Drehzahl n .

$$n = \frac{U_A - U_B}{2 \cdot \pi \cdot c \cdot \Phi_E} - \frac{R_A}{2 \cdot \pi \cdot (c \cdot \Phi_E)^2} \cdot M_{el} = \frac{U_A - U_B}{2 \cdot \pi \cdot c \cdot \Phi_E} - \frac{R_A}{2 \cdot \pi \cdot c \cdot \Phi_E} \cdot I_A \quad (2.22)$$

In Abbildung 2.8 ist das Ersatzschaltbild eines fremderregten Gleichstrommotors zu sehen, bestehend aus dem Ankerwiderstand R_A , der Ankerinduktivität L_A und der induzierten Spannung U_q . Der Erregerstrom I_E läuft durch die Erregerspule, welche den magnetischen Fluss Φ_E hervorruft. Im Falle der Permanenterregung wird der magnetische Fluss durch einen Permanentmagneten erzeugt, sodass kein Erregerstrom I_E benötigt wird. Die in der Formel 2.21 und 2.22 auftretende Bürstenspannung wird darin üblicherweise nicht berücksichtigt, da diese oftmals zu vernachlässigen ist. Die Bürstenspannung U_B beträgt bei kupferhaltigen Bürsten ca. 0,3 V– 0,5 V. (vgl. Farschtschi, 2016 S. 160)

Für Kleinantriebe (häufig ≤ 500 W) werden oftmals permanenterregte Gleichstrommotoren verwendet. Diese haben den entscheidenden Vorteil, dass für die Erregung keine zusätzliche elektrische Energie benötigt wird. Daraus resultiert ein besserer Wirkungsgrad. (vgl. Hagl, 2015 S. 93)

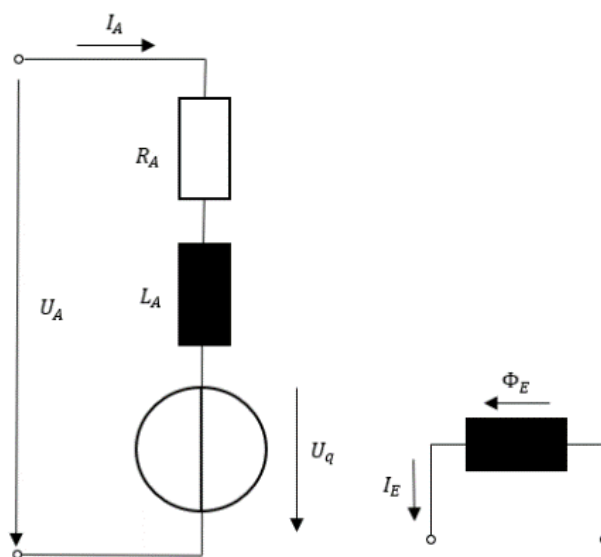


Abbildung 2.8 Ersatzschaltbild eines fremderregten Gleichstrommotors

Quelle: eigene Darstellung nach (Hagl, 2015 S. 86) mod.

2.2.3 Synchronmaschine

Auch die Synchronmaschine kann sowohl als Motor als auch als Generator betrieben werden. In dieser Arbeit wird ein Synchrongenerator verwendet, sodass sich die folgenden Formeln und Ausdrücke auf den Generatorbetrieb beschränken. Um mechanische in elektrische Leistung umzuwandeln, werden Generatoren verwendet. Dabei wird durch die Rotation des Läufers eine Spannung in den Wicklungen des Stators induziert. Der Synchrongenerator zeichnet sich durch seine zur Drehzahl proportionale Frequenz aus. Abhängig von der Anzahl der Polpaare p , ist die Frequenz f ein ganzzahliges, vielfaches der Drehzahl n . (vgl. Farschtschi, 2016 S. 237)

$$n = \frac{f}{p} \quad (2.23)$$

Der Synchrongenerator besitzt drei räumlich versetzte Wicklungsstränge. Diese sind in Nuten am Bohrungsumfang des Ständers eingelassen. Der Läufer erzeugt ein Gleichfeld, welches im Luftspalt eine sinusförmige Feldverteilung hervorruft. Rotiert nun der Läufer mit konstanter Drehzahl, induziert dieser in den jeweiligen drei Spulen eine zeitlich sinusförmige Spannung. (vgl. Fischer, 2009 S. 141)

Wie auch der Gleichstrommotor gibt es beim Synchrongenerator zwei grundlegende Varianten der Erregung des Magnetfelds. Es wird erneut zwischen den folgenden Varianten unterschieden.

- Permanenterregter Synchrongenerator
- Elektrisch erregter Synchrongenerator

Der Synchrongenerator kann in zwei Betriebszuständen betrieben werden. Eine Möglichkeit ist, den Synchrongenerator mit einer Netzkopplung zu betreiben. Daraus resultieren eine feste Abgabespannung und Frequenz, vorgegeben durch das angeschlossene Netz. Der sogenannte Inselbetrieb stellt eine weitere Betriebsmöglichkeit dar. Bei dieser speist der Generator als einziger Erzeuger das vorhandene Netz. (vgl. Fischer, 2009 S. 311)

In der Abbildung 2.9 ist das einphasige Ersatzschaltbild eines fremderregten Synchrongenerators dargestellt. Sollte der Generator durch einen Permanentmagneten erregt werden, so entfällt der Erregerstrom und der magnetische Fluss ist konstant.

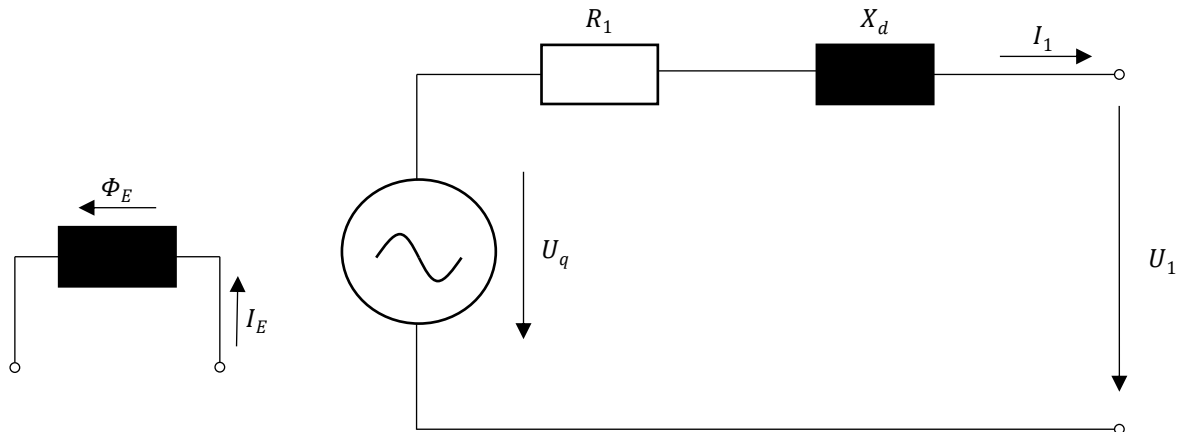


Abbildung 2.9 Einphasiges Ersatzschaltbild eines fremderregten Synchrongenerators

Quelle: Eigene Darstellung nach (Fischer, 2009 S. 303) mod.

X_d beschreibt die Synchronreaktanz, welche die Streuflüsse und die Selbstinduktion zusammenfasst. R_1 ist der Ständerwiderstand, welche vor allem bei großen Maschinen vernachlässigt werden kann. Die induzierte Spannung U_q setzt sich dabei aus dem Spannungsabfall an der Reaktanz und dem Widerstand sowie der Klemmenspannung U_1 zusammen. (vgl.Fischer, 2009 S. 303)

$$U_q = I_1 \cdot (j \cdot X_d + R_1) + U_1 \quad (2.24)$$

2.2.4 Drehstrom

Ein Drehstromsystem basiert auf drei Wechselspannungen, die eine gleiche Amplitude und Frequenz besitzen. Die sich ergebenden Spannungen in den Leitern sind um 120° phasenverschoben und werden wie folgt beschrieben. (vgl.Hagl, 2015 S. 113)

$$U_1(t) = \hat{U} \cdot \sin(\omega \cdot t)$$

$$U_2(t) = \hat{U} \cdot \sin(\omega \cdot t - \frac{2}{3}\pi)$$

$$U_3(t) = \hat{U} \cdot \sin(\omega \cdot t - \frac{4}{3}\pi)$$

Das öffentliche Verbundnetz ist dreiphasig aufgebaut. In diesem Besteht die Möglichkeit der Dreieck- sowie der Sternverschaltung. Sie bestehen, wie in Abbildung 2.10 dargestellt, aus drei Leitungen und einem Neutralleiter. Gekennzeichnet werden diese mit L1, L2 und L3. Die Spannungen zwischen den Leitern werden Leiterspannungen genannt. Gleicherweise werden die Ströme in den Außenleitern Leiterströme genannt. Dem gegenüber stehen die Strangspannungen. Sie fallen, wie der Name bereits impliziert, über dem Strang ab. Der Strom wird analog Strangstrom genannt. Im

Fälle gleich großer Beträge der Leiterspannungen bzw. Ströme liegt ein symmetrisches dreiphasiges System, auch Drehstromsystem genannt, vor. (vgl. Heuck, et al., 2013 S. 77 ff.)

Die Sternschaltung zeichnet sich durch einen Knotenpunkt hinter den Verbrauchern aus, von dem der Neutralleiter abgeführt wird. Die Dreieckschaltung verbindet jeweils das Ende eines Verbrauchers mit dem Eingang des nächsten. Die beiden Verschaltungsmöglichkeiten sind ebenfalls in der Abbildung 2.10 zu erkennen.

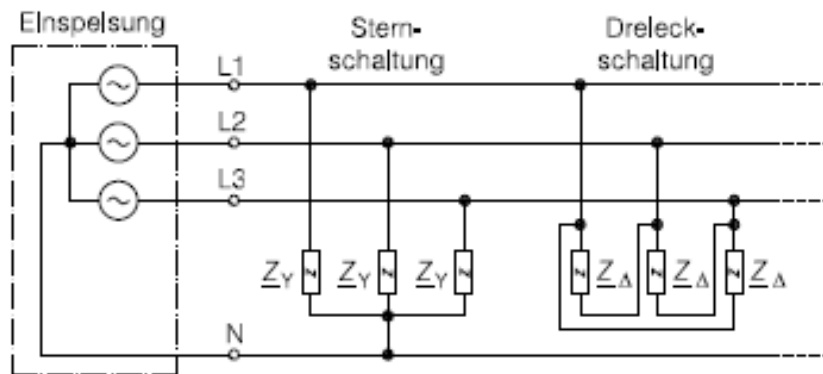


Abbildung 2.10 Drehstromsystem mit den verschiedenen Verschaltungsmöglichkeiten

Quelle: (Heuck, et al., 2013 S. 77)

Im Falle der Sternschaltung geht die Scheinleistung S aus den nachstehenden Formeln hervor. Sie resultiert aus den Produkten der Strangspannungen U_{str} und Strangströmen I_{str} der drei Leiter. (vgl. Farschtschi, 2016 S. 49 f.)

$$S = 3 \cdot U_{str} \cdot I_{str} \quad (2.25)$$

$$\vec{S} = \vec{P} + \vec{Q} \quad (2.26)$$

Da oftmals die Außenleiterspannung U_L und Strangstrom I_{str} einfacher zu messen sind, verändert sich die Formel 2.25 mit

$$U_L = \sqrt{3} \cdot U_{str} \quad (2.27)$$

zu

$$S = \sqrt{3} \cdot U_L \cdot I_{str} \quad (2.28)$$

Durch die vektorielle Addition in der Formel 2.26 ist es möglich die folgenden Formeln für die Wirkleistung P und die Blindleistung Q in Abhängigkeit des Phasenwinkels φ abzuleiten.

$$P = \sqrt{3} \cdot U_L \cdot I_{str} \cdot \cos(\varphi) \quad (2.29)$$

$$Q = \sqrt{3} \cdot U_L \cdot I_{str} \cdot \sin(\varphi) \quad (2.30)$$

Im Falle eines rein ohmschen Verbrauchers stellt sich folgender Sachverhalt heraus.

$$S = P = \sqrt{3} \cdot U_L \cdot I_{str} \quad (2.31)$$

2.3 Synchronriemen

Als formschlüssiger Antrieb ist dieser der Gruppe der Zugmittelgetriebe zuzuordnen. Der Synchronriemen vereinigt die Vorteile eines konventionellen Riemens mit denen einer Kette. Die Vorteile sind hohe, mögliche Umlaufgeschwindigkeiten und ein geräuscharmer Lauf des Riemens und die schlupffreie, synchrone Übertragung der Bewegung einer Kette. Der Synchronriemen ist im Gegensatz zur Kette gliederlos. (vgl. Perneder, 2009 S. 2 f.)

Zusätzlich ist dieser masse- und geräuscharm im Gegensatz zu anderen Kettengeräten. Ein Synchronriemenantrieb verzichtet darüber hinaus auf jegliche Schmierungen. Durch eine hohe Leistungsdichte sind geringe Riemenbreiten möglich. Die Nachteile hingegen beziehen sich auf eine mäßige Beständigkeit gegenüber Fetten, Ölen und andere Medien sowie hohe Temperaturen. So sind Temperaturen von -30°C bis 150°C gängig. (vgl. Nagel, 2008 S. 14)

Ein simpler, beispielhafter Antrieb besteht aus zwei Synchronriemenscheiben und einem Synchronriemen, dargestellt in der Abbildung 2.11. Durch eventuelle Umlenkungen kann die Anzahl der Synchronriemenscheiben steigen. Dabei ist eine der Scheiben, oftmals die kleinere, treibend.

Für einen Synchronriemen gelten folgende Zusammenhänge. (vgl. Perneder, 2009 S. 5) Die Synchronriemenlänge L_R ist definiert als das Produkt der Teilung p und der Zähnezahl z_R des Riemens.

$$L_R = p \cdot z_R \quad (2.32)$$

Aus dem Verhältnis der Zähnezahlen z_1 und z_2 der beiden Scheiben entsteht das Übersetzungsverhältnis i .

$$i = \frac{z_2}{z_1} \quad (2.33)$$

Es gibt eine Vielzahl von verschiedenen Synchronriemenprofilen. Diese einzelnen sind gegenseitig unaustauschbar, sodass für jedes Profil, bis auf wenige Ausnahmen, die passenden Scheiben erforderlich sind. Durch den Trieb der Scheibe läuft der Riemen von der Scheibe lediglich in Längsrichtung ab. So ist bei dem Abläufen darauf zu achten, die Bewegungen in der Querrichtung zu unterbinden. Um einen Geradeauslauf zu garantieren, sind Führungselemente für den Riemen unabdinglich. Aus diesem Grund werden bei einem Zweiwellenantrieb mindestens eine Synchronriemenscheibe mit Bordscheiben versehen. (vgl. Perneder, 2009 S. 108)

Die Abbildung 2.11 ist ein beispielhafter Synchronriemenantrieb dargestellt. Kennzeichnend für diesen ist der trapezförmige Riemen.

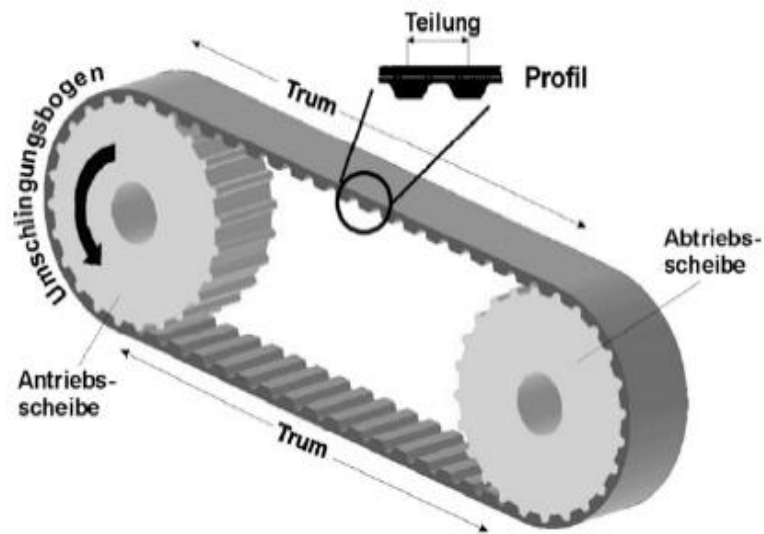


Abbildung 2.11 Beispiel eines synchronriemengetriebenen Zweiwellenantriebs

Quelle: (Nagel, 2008 S. 13)

In der Abbildung 2.12 sind mögliche Montagefehler aufgezeigt, die den Wirkungsgrad beeinflussen. Aus diesem Grund ist auf eine genaue Positionierung der Scheiben achten.

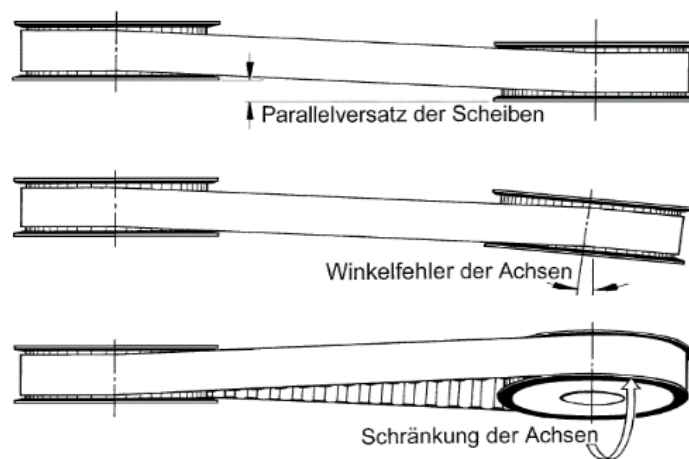


Abbildung 2.12 Mögliche Montagefehler eines Zweiseibensynchronriemenantriebs

Quelle: (Perneder, 2009 S. 66)

2.4 Smart Grid

Hinter dem Smart Grid (z. dt. Intelligentes Netz) stehen zwei hauptsächliche Bestreben. Einerseits wird dahinter die Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien im Energiemarkt verstanden,

ohne Einbußen hinsichtlich der Netzstabilität und der -versorgung zu haben. Andererseits beschreibt es das Bemühen des Einbindens der Endverbraucher, um diesen einen aktiveren Anteil im Energiemarkt zu ermöglichen. (vgl. Crastan, et al., 2018 S. 393 f.)

Bezüglich des ersten Bestrebens besteht die Problematik, dass die Stromerzeugung heutzutage vermehrt durch Windparks oder aber auch durch dezentrale Anlagen, wie einer Photovoltaikanlage auf einem Hausdach geschieht. In Bezug auf das Gesamtenergiemanagement stellt die Volatilität der erneuerbaren Energien eine große Herausforderung dar. (vgl. Crastan, et al., 2018 S. 595 f.)

Das zweite Bestreben fordert ein Energienetzwerk, welches sich durch einen bidirektionalen erzeuger- und verbraucherseitigen Energieinformationsaustausch auszeichnet. Dies ermöglicht eine bessere Steuerung und Regelung der Energieübertragung und -bereitstellung. Charakteristisch ist außerdem eine Echtzeitinformationsübertragung über Verbrauch und Erzeugung, um bei fluktuierendem Verbrauch und Erzeugung Stabilität im Stromnetz garantieren zu können. Unerlässlich ist hierfür das Erfassen von Daten, welches vor allem durch das Herstellen von Transparenz hinsichtlich des Verbrauchsverhalten von Nutzern kritisch gesehen wird. (vgl. Ali, 2013 S. 23 ff.)

In der Abbildung 2.13 ist das Schema eines Smart Grids dargestellt. Als Beispiele der erneuerbaren Energien sind dort Windenergie- und Photovoltaikanlagen aufgeführt, welche als Erzeuger fungieren und elektrische Energie einspeisen. Gleiches gilt für die konventionellen Kraftwerke, wie Kohle- oder Kernkraftwerke. Als Verbraucher sind sowohl Privathaushalte und Industrieanlagen zusammengefasst. Diese verbrauchen elektrische Energie. Eine Mischung aus Verbraucher und Erzeuger sind die Speicher. Je nach Bedarf oder Überschuss an elektrischer Energie nehmen diese elektrische Energie auf oder geben die gespeicherte Energie ab. Kennzeichnend für das Smart Grid ist die Kommunikations- und Steuerzentrale, welche die Regelung und Steuerung übernehmen soll.

In Bezug auf diese Arbeit ist das Hauptaugenmerk des Smart Grids auf die Versorgung durch regenerative Energieerzeuger und deren Einbezug in ein bestehendes Versorgungsnetz gelegt worden.

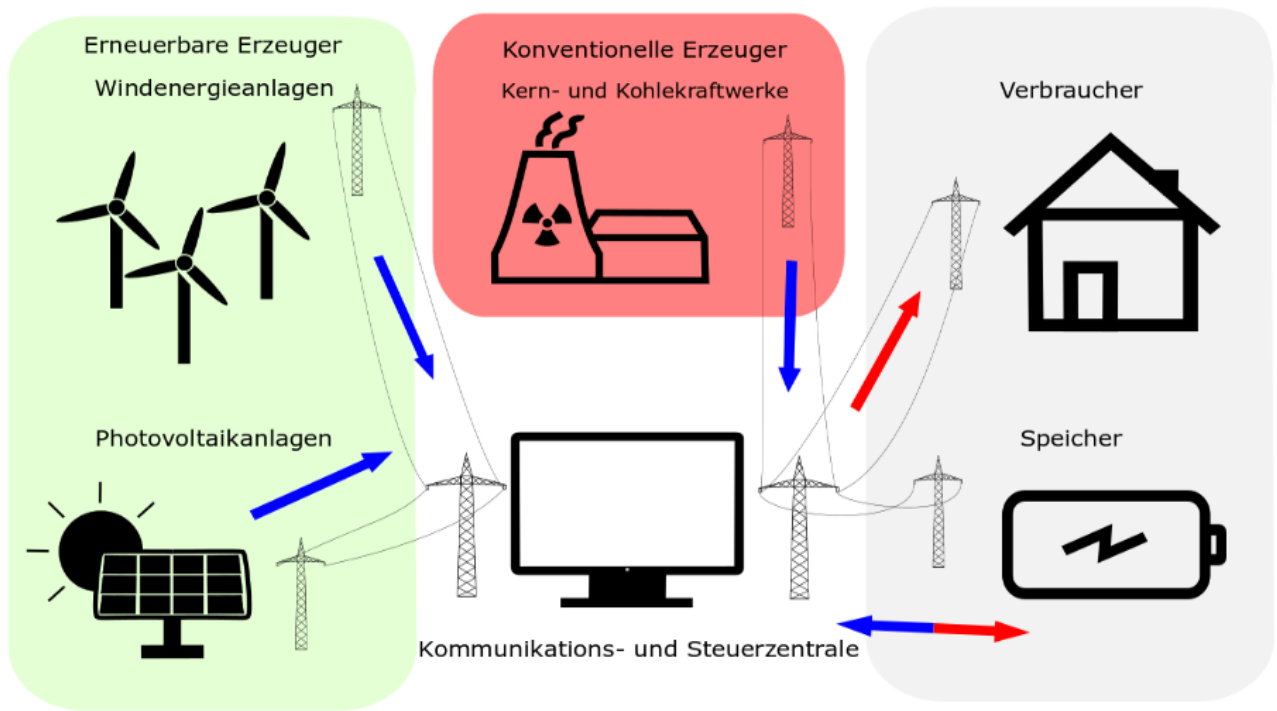


Abbildung 2.13 Schaubild eines Smart Grids

3 Konzeptentwicklung

Wie in der Einleitung bereits erwähnt ist das Ziel dieser Bachelorarbeit die Konstruktion eines Funktionsmodells eines Windenergieanlagentriebstrangs zur Implementierung in ein Smart Grid.

Als einen Teil des aufzubauenden Smart Grid Modells stellt die Konstruktion dieser Arbeit das Subsystem „Windenergieanlage“ dar. Weitere Subsysteme wie zum Beispiel Modelle einer Photovoltaikanlage oder eines konventionellen Kraftwerks sollen in folgenden Abschlussarbeiten oder studentischen Projekten konstruiert und konzipiert werden. In Bezug auf den Fokus des Gesamtmodells konzentriert sich diese Arbeit auf die Betrachtung der elektro-mechanischen Energie-wandlung im Gesamten und unter Variation bestimmter Einflussgrößen. Funktionsfähige Rotorblätter für einen solchen Modellaufbau sind auf Grund ihrer komplexen Auslegung und aufwendigen Fertigung nicht das Mittel der Wahl. Aus diesem Grund wird der Triebstrang nicht aerodynamisch durch das Strömen von Luft über die Rotorfläche, sondern durch einen Motor angetrieben. Über einen Generator wird aus der mechanischen Energie der Welle elektrische gewonnen.

Als Grundlage dienen ein Gleichstrommotor und ein Synchrongenerator, welche im Vorhinein bereits durch die betreuende Professorin Fr. Dr.-Ing. B. Koeppen ausgewählt und für diese Arbeit zur Verfügung gestellt wurden.

In Abbildung 3.1 ist das Konzept für dieses Modell visualisiert. Zu erkennen ist ein Triebstrang mit seinen typischen Komponenten. Diese sollen im späteren Modell den Triebstrang darstellen. Als Folge der eben erwähnten Antriebswahl besteht jedoch keine Kopplung der Generator- und Rotorwelle. Somit dient die Kupplung lediglich der Veranschaulichung. Die Komponenten innerhalb des gestrichelten Rechtecks werden in dieser Arbeit nicht berücksichtigt und sind gegebenenfalls in einem späteren Projekt zu behandeln.

Ebenfalls ist aus der Abbildung 3.1 zu entnehmen, dass der Motor die Eigenschaften und das Verhalten des restlichen Triebstrangs besitzen und widerspiegeln muss, um die Windenergieanlage in ihrer Gesamtheit zu simulieren. Dies wird programmiertechnisch hinterlegt und in Abschnitt 5.1 näher erläutert.

Um ein späteres Zusammenfügen der einzelnen Modelle zu einem Gesamtmodell zu ermöglichen, ist jedes Subsystem für sich abgeschlossen, kann jedoch über die Ein- und Ausgangsparameter im Verbund agieren. Für die spätere Kommunikation über eine Steuerzentrale, bedarf es einer softwaretechnischen Steuerung. Für dieses Modell wurde das Programm „Matlab“ des Unternehmens The Mathworks, Inc. ausgewählt, sodass das Modell über eine Applikation (ab hier: App) bedient werden kann.

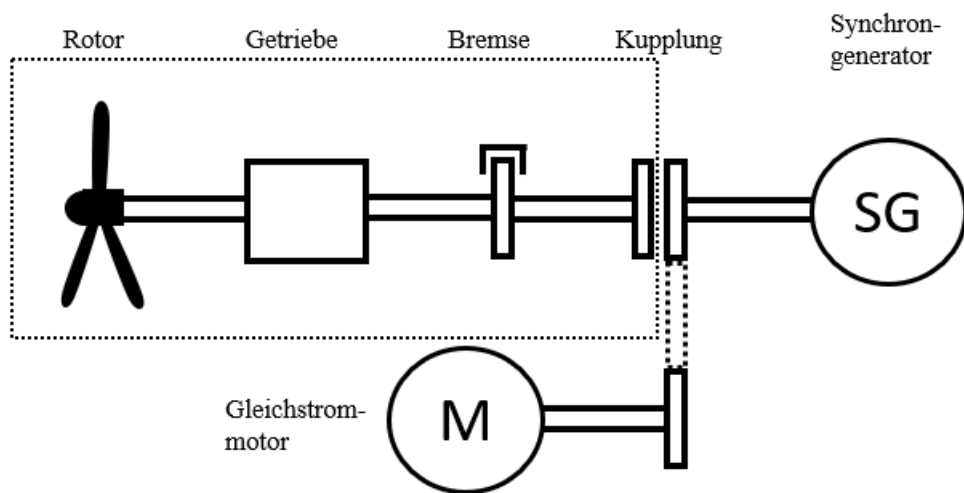


Abbildung 3.1 Konzept für das Triebstrangmodell

4 Vermessung und Auslegung der Komponenten

In diesem Kapitel werden die für die Konstruktion benötigten Teile beschrieben, ausgelegt und vermessen. Der Synchronriemen dient als Kopplung zwischen dem Motor und dem Generator. So bedarf dieser einer entsprechenden Auslegung. Alle weiteren Komponenten mussten lediglich vermessen werden.

4.1 Synchronriemen

Die Synchronriemenauslegung wird entsprechend der Vorgehensweise zur Auslegung von Riemengetrieben vorgenommen. (vgl. Wittel, et al., 2016 S. 217 ff.) Diese beginnt mit der maßgebenden Berechnungsleistung P' . Diese Leistung muss der Synchronriemen übertragen können und ergibt sich aus dem Produkt der Nennleistung P_{Nenn} und dem Anwendungsfaktor zur Berücksichtigung stoßartiger Belastung K_A . Hierzu wird die Nennleistung des antreibenden Gleichstrommotors $P_{Nenn} = 240$ Watt verwendet. Der Anwendungsfaktor zur Berücksichtigung stoßartiger Belastung beträgt 1,6. (vgl. Muhs, et al., 2007 S. 49 Tab.3-5b)

$$P' = P_{Nenn} \cdot K_A \quad (4.1)$$

$$P' = 240 \text{ W} \cdot 1,6 = 384 \text{ W}$$

Die maßgebende Berechnungsleistung beeinflusst die Auswahl des Riemenprofils. Für den Riemen wird das Standardprofil mit metrischer T-Teilung ausgewählt. Synchronriemen, die mit einem Trapezprofil ausgeführt sind, sind weltweit verbreitet und in unterschiedlichen Teilungen erhältlich. Die Synchronriemen sind besonders für Antriebe mit kleinen Scheibendurchmessern geeignet. Zusätzlich erreichen diese eine hohe Präzision, sind jedoch anfällig für Schmutz. Die Anfälligkeit stellt jedoch kein Problem dar, da der Antrieb ein Teil eines Präsentationsmodells ist und somit nicht dauerhaft staubigen Umgebungen ausgesetzt ist. (vgl. Perneder, 2009 S. 14)

Das Synchronriemenprofil ist in die verschiedenen Teilungen unterteilt, welche den Abstand der Zähne bezeichnen. Es wurde das Profil T5 ausgewählt. (vgl. Muhs, et al., 2007 S. 182 Tab. 16-19a)

Daraufhin folgt die Festlegung der Scheibenzähnezahlen z_1 und z_2 der beiden Scheiben. Da die Drehzahl mit einer Übersetzung i von eins übertragen werden soll (siehe Formel 2.33), sind die Scheibenzähnezahlen identisch. Beeinflusst wird diese vom größtmöglichen Bohrungsdurchmesser für die Wellen des Generators und des Motors. Mit $d_{wM}=8\text{mm}$ und $d_{wG}=12\text{mm}$ muss demnach der größtmögliche Bohrungsdurchmesser $\geq 12\text{mm}$ sein. Mit steigender Scheibenzähnezahl z steigt

automatisch der größtmögliche Bohrungsdurchmesser mit. Demnach wurde eine Schiebzähnezahl z von 22 gewählt, welche den maximalen Bohrungsdurchmesser auf 13mm begrenzt. In Tabelle 4.1 sind die Eigenschaften der ausgewählten Synchronriemenscheiben aufgeführt.

Tabelle 4.1 Charakteristische Parameter der Synchronriemenscheiben

Bezeichnung	Kopfkreisdurchmesser[mm]	Zähneanzahl [-]	Max. Riemenbreite [mm]
T5/22-2	33,85	22	10

Die Scheibenzähnezahl z definiert den vorläufigen minimalen und maximalen Wellenabstand e' , da diese maßgeblich den Kopfkreisdurchmesser der Scheiben d_{S1} und d_{S2} beeinflussen. Diese berechnen sich für Synchronriemenantriebe anhand folgender Formel.

$$e'_{min} = \frac{1}{2} \cdot (d_{S1} + d_{S2}) + 15 \text{ mm} \quad (4.2)$$

$$e'_{min} = \frac{1}{2} (2 \cdot 33,85 \text{ mm}) + 15 \text{ mm} = 48,85 \text{ mm}$$

$$e'_{max} = 2 \cdot (d_{S1} + d_{S2}) \quad (4.3)$$

$$e'_{max} = 2 \cdot (2 \cdot 33,85 \text{ mm}) = 135,40 \text{ mm}$$

Für die weiteren Berechnungen wird ein vorläufiger Wellenabstand von $e'=100$ mm angenommen. Dieser wird für die Berechnung der vorläufigen Riemenlänge L'_R verwendet. Für Synchronriemenantriebe berechnet sich dieser unter der Hinzunahme der Kopfkreisdurchmesser d_{S1} und d_{S2} folgendermaßen.

$$L'_R = 2 \cdot e' + \frac{\pi}{2} \cdot (d_{S1} + d_{S2}) + \frac{(d_{S1}-d_{S2})^2}{4 \cdot e'} \quad (4.4)$$

$$L'_R = 2 \cdot 100 \text{ mm} + \frac{\pi}{2} \cdot (2 \cdot 33,85 \text{ mm}) + \frac{(0)^2}{4 \cdot 100 \text{ mm}} = 306,4 \text{ mm}$$

Um noch etwas Spielraum bei der Höhenanordnung der Wellen zu besitzen, wird eine normgerechte Riemenlänge von 400 mm gewählt.

Nun ist es möglich, den tatsächlichen Wellenabstand e anhand folgender Formel zu berechnen.

$$e = \frac{L_R}{4} - \frac{\pi}{8} \cdot (d_{S1} + d_{S2}) + \sqrt{\left[\frac{L_R}{4} - \frac{\pi}{8} \cdot (d_{S1} + d_{S2}) \right]^2 - \frac{(d_{S1}+d_{S2})^2}{8}} \quad (4.5)$$

$$e = \frac{400 \text{ mm}}{4} - \frac{\pi}{8} \cdot (2 \cdot 33,85 \text{ mm}) + \sqrt{\left[\frac{400 \text{ mm}}{4} - \frac{\pi}{8} \cdot (2 \cdot 33,85 \text{ mm}) \right]^2 - \frac{(0)^2}{8}} = 146,8 \text{ mm}$$

Die mindesterforderliche Synchronriemenbreite errechnet sich durch die folgende Formel.

$$b_{erf} \geq \frac{P'}{z_1 \cdot z_e \cdot P_{spez}} \quad (4.6)$$

Hierbei beschreibt z_1 die Scheibenzähneanzahl, z_e die Anzahl der eingreifenden Zähne pro Scheibe und P_{spez} die vom Synchronriemen übertragbare Leistung je Zahn bei 1 mm Riemenbreite. Die Scheibenzähneanzahl wurde bereits ausgewählt und beträgt $z_1 = 22$. Die eingreifenden Zähne z_e sind definiert durch die folgende Formel.

$$z_e = \frac{z_1 \cdot \beta_1}{360^\circ} \leq 12 \quad (4.7)$$

β_1 beschreibt den Umschlingungswinkel der kleinen Scheibe. Auf Grund der Übersetzung von $i = 1$ beträgt dieser 180° . Daraus ergibt sich die Anzahl der eingreifenden Zähne.

$$z_e = \frac{22 \cdot 180^\circ}{360^\circ} = 11 \leq 12$$

Die Forderung nach kleiner 12 ist damit erfüllt. Die übertragbare Leistung je Zahn besitzt den Wert von $P_{spez} = 3 \cdot 10^{-4}$ kW/mm. (vgl. Muhs, et al., 2007 S. 183 Tab. 16-20)

$$b_{erf} \geq \frac{384 \text{ W}}{22 \cdot 11 \cdot 3 \cdot 10^{-4} \frac{\text{kW}}{\text{mm}}} = 3,31 \text{ mm}$$

Für die Riemenbreite b wurde der normgerechte Wert von $b = 10$ mm gewählt. Nachdem nun die Riemenbreite festgelegt wurde, ist der Synchronriemen definiert und besitzt folgende, in Tabelle 4.2 aufgeführte, Eigenschaften.

Tabelle 4.2 Charakteristische Parameter des Synchronriemens

Profil	Länge [mm]	Zähneanzahl [-]	Breite [mm]
T5	400	80	10

Letztlich bedarf es noch der Überprüfung hinsichtlich der Riemengeschwindigkeit v , der Biegefrequenz f_b sowie der Umfangskraft F_t . Für Synchronriemen ergibt sich eine maximale Geschwindigkeit von $v_{\max} = 80$ m/s und eine Biegefrequenz $f_{B\max} = 200$ 1/s. (vgl. Muhs, et al., 2007 S. 168 Tab.16-3)

Die Geschwindigkeit v ergibt sich aus dem Wirkdurchmesser d_w und der maximalen Drehzahl n .

$$v = d_w \cdot \pi \cdot n \quad (4.8)$$

$$v = 35,01 \text{ mm} \cdot \pi \cdot 2800 \frac{1}{\text{min}} = 5,13 \frac{\text{m}}{\text{s}} \leq 80 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Die Biegefrequenz f_b resultiert aus der Geschwindigkeit v , der Scheibenanzahl z und der Riemenlänge L_R .

$$f_b = \frac{v \cdot z}{L_R} \quad (4.9)$$

$$f_b = \frac{5,13 \frac{m}{s} \cdot 2}{400 \text{ mm}} = 25,7 \frac{1}{s} \leq 200 \frac{1}{s}$$

Für die Umfangskraft ergibt sich eine zulässige Umfangskraft des Profils T5 für die Breite von 10 mm $F_{U,zul} = 300 \text{ N}$. (vgl. Muhs, et al., 2007 S. 182 Tab. 16-19c)

$$F_U = \frac{P'}{v} \quad (4.10)$$

$$F_U = \frac{384 \text{ W}}{5,13 \frac{m}{s}} = 74,8 \text{ N} \leq 300 \text{ N}$$

Durch die Einhaltung der maximalen Werte ist die Auslegung beendet und der ausgewählte Synchronriemenantrieb kann verwendet werden.

4.2 Motor-Generatorgruppe

In diesem Abschnitt wird die Motorgeneratorgruppe vermessen und näher erläutert. Ehe diese jedoch vermessen werden kann, bedarf es erst der Montage der Komponenten.

4.2.1 Vorgegebene Komponenten

Als Hauptbestandteile des Triebstrangs waren der Generator und antreibende Motor bereits vorgegeben. Das Gesamtmodell des Triebstrangs wird dementsprechend um die beiden Bauteile herum konzipiert und ausgelegt. So charakterisiert die Nennleistung des Motors, die mögliche Generatorleistung. Darüber hinaus beeinflusst die Motordrehzahl die Auslegung des Synchronriemens in einem entscheidenden Maße. Dementsprechend werden in dieses Kapitel die beiden vorgegebenen Komponenten beschrieben und vermessen.

Der Gleichstrommotor und der Synchrongenerator sind jeweils permanenterregt. Deren Daten sind in den Tabellen 4.3 und 4.4 aufgeführt.

Tabelle 4.3 Kennwerte des verwendeten Gleichstrommotors

Bezeichnung	Doga 168.4108.30.04
Nennspannung [V]	24
Nennstrom [A]	10
Nennleistung [W]	240
Nendrehzahl [1/min]	2800
Nendrehmoment [Nm]	0,45
Wellendurchmesser [mm]	8

Tabelle 4.4 Kennwerte des verwendeten Synchrongenerators

Bezeichnung	PGM120
Nennspannung [V]	24
Maximaler Strom [A]	7,5
Maximale Drehzahl [1/min]	3000
Nenndrehmoment [Nm]	0,45
Wellendurchmesser [mm]	12
Interner Widerstand [Ω]	1,6
Induktivität [mH]	2,4
Gewicht [kg]	2,3

4.2.2 Konstruktion der Motor-Generatorgruppe

Um die Komponenten allerdings vermessen zu können, müssen die Komponenten montiert werden. Der Motor (links in Abbildung 4.1) ist in der Flanschausführung und wird an der senkrechten Wand montiert. Die vier Schrauben dafür sind in Abbildung 4.2 ebenfalls zu sehen. Der Generator (rechts in der Abbildung 4.1) liegt in der Fußausführung vor. So wird dieser auf der horizontalen Grundplatte unter der Hinzunahme von 4 Schrauben montiert. Es war darauf zu achten, dass die Löcher in den Platten jeweils so platziert werden, dass der Synchronriemenantrieb mit seinen beiden Scheiben auch in einer Flucht ist. (Siehe Abbildung 2.12).



Abbildung 4.1 Draufsicht der Motor-Generatoranordnung

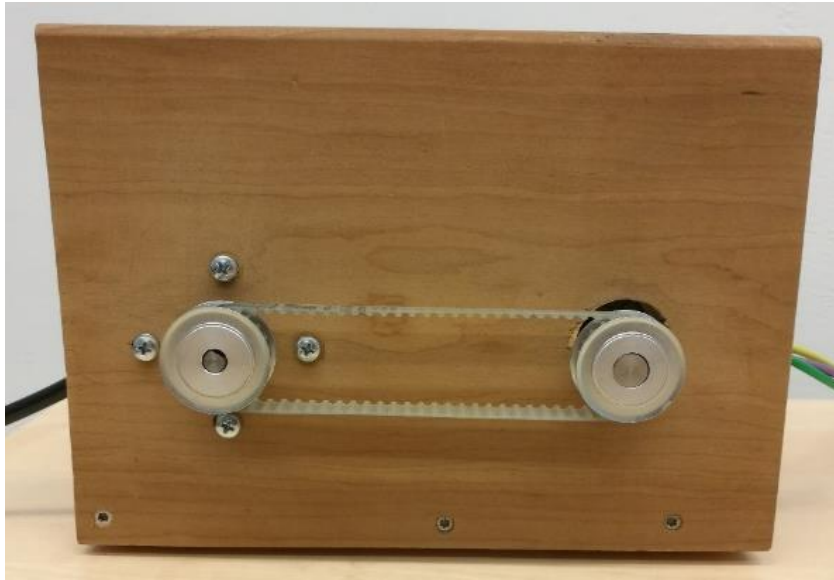


Abbildung 4.2 Frontansicht der Motor-Generatoranordnung

Die Synchronriemenscheiben wurden auf die jeweiligen Wellendurchmesser angepasst. Die Löcher wurden auf einer Drehmaschine gebohrt, um einen Rundlauf garantieren zu können. Die Fixierung der Scheiben auf der Motor- / Generatorwelle werden mit einer abgeflachten Madenschraube erreicht. Die abgeflachte Form soll einen möglichen Grat bei einer Demontage auf der Welle verhindern. Das Gewinde in der Scheibe ist ein M4 – Gewinde. Das Modell der Synchronriemenscheibe mit der 8 mm Bohrung ist in der Abbildung 4.3 dargestellt. Zu erkennen ist die Kernlochbohrung für das M4-Gewinde quer zur Rotationsachse sowie die Hauptbohrung.

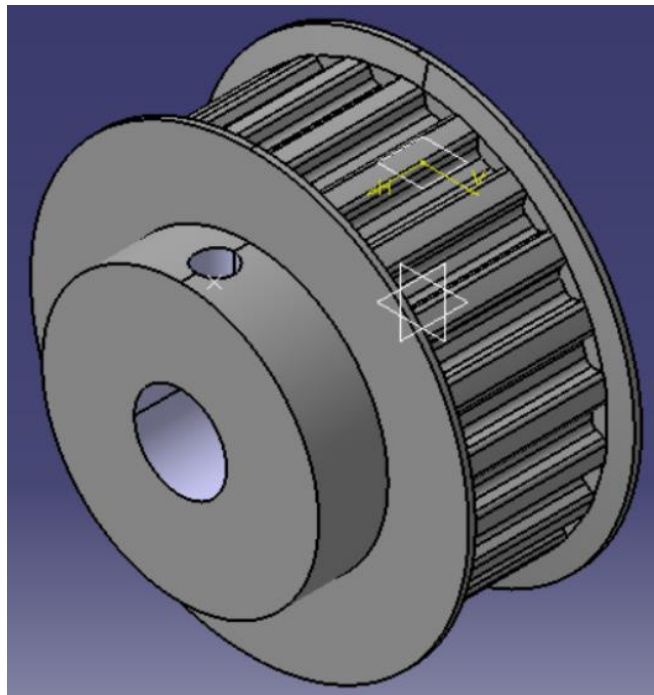


Abbildung 4.3 CAD-Modell einer Synchronriemenscheibe

4.2.3 Vermessung der Motor-Generatorgruppe

Nachdem nun die Motor-Generatorgruppe montiert ist, kann diese vermessen werden. Begonnen wird mit der Bestimmung der Polpaarzahl des Synchrongenerators.

Polpaarzahl

Die Anzahl der Polpaare des Synchrongenerators ist unbekannt. Diese lässt sich durch einen simplen Versuch unter der Zuhilfenahme eines Multimeters und einer Stoppuhr bestimmen. In einer definierten Zeitspanne werden die Umdrehungen der Synchronriemenscheibe gezählt. Dabei ist die Madenschraube hilfreich, da das Zählen bei rotationssymmetrischen Bauteilen mit dem bloßen Auge schwierig ist. Gewählt wurde ein Zeitintervall von $t = 10$ s. Die Frequenz der erzeugten Generatorspannung wird über das Multimeter gemessen. Die Messwerte sind in der Tabelle 4.5 dargestellt.

Tabelle 4.5 Messdaten Polpaarzahlmessung

Δt [s]	N [-]	f [Hz]
10	19	5,72

Aus den folgenden Formeln ergibt sich letztlich die Polpaarzahl.

$$n = \frac{N}{\Delta t} = \frac{19}{10 \text{ s}} = 1,9 \frac{1}{\text{s}} \quad (4.11)$$

$$p = \frac{f}{n} = \frac{5,72 \text{ Hz}}{1,9 \text{ 1/s}} = 3,01 \approx 3 \quad (4.12)$$

Somit besitzt der Synchrongenerator eine Polpaarzahl von 3.

Lastversuch

Um die Matlabsteuerung des Motors programmieren zu können, müssen die Parameter des Motors vermessen werden. Charakteristisch für einen permanentenerregten Gleichstrommotor ist die konstante Erregung, verursacht durch einen Permanentmagneten. Um den Wert des Produkts aus dem konstanten magnetischen Fluss Φ_E und der Motorkonstanten c sowie den Ankerwiderstand R_A bestimmen zu können, werden die Drehzahlkennlinien bei verschiedenen Ankerspannungen und Widerständen aufgenommen. Für die Kennlinie wird eine definierte Last sowie Ankerspannung eingestellt. Folglich werden die Frequenz und der Ankerstrom als Messwerte aufgenommen. Für die Messung werden vier verschiedene Lasten untersucht. Es werden drei im Abstand von 10Ω beginnend mit 10Ω an den Schiebewiderständen eingestellt. Zusätzlich wird noch der Leerlauf

untersucht, sodass daraus vier Messpunkte hervorgehen. Der Leerlauf wird in diesem Fall dahingehend interpretiert, dass sich keine elektrische Last am Generator befindet. Für die Bürstenspannung U_B wird ein typischer Wert, wie in Abschnitt 2.2.2 erwähnt, von 0,5 Volt angesetzt.

Die Drehzahl wird unter der Hinzunahme eines Multimeters gemessen. Dieses ermöglicht eine Messung der Frequenz f der Leiterspannung des Generators. Nachdem zuvor die Polpaarzahl p des Generators bestimmt wurde, ermöglicht die Formel 2.23 das Berechnen der Drehzahl.

$$n = \frac{f}{p}$$

Am Beispiel der Ankerspannung U_A von 4 V und dem Fall des Leerlaufs wird dies exemplarisch berechnet.

$$n = \frac{f}{p} = \frac{26,02 \text{ Hz}}{3} = 8,67 \frac{1}{s} = 520,4 \frac{1}{\text{min}}$$

Die anderen Messpunkte wurden identisch berechnet und sind in der Tabelle 4.6 zusammengefasst.

Tabelle 4.6 Lastversuch des Motors

U_A [V]	R_L [Ω]	I_A [A]	f [Hz]	n [1/s]	n [1/min]
4,0	LL	1,28	26,02	8,67	520,4
4,0	30	1,74	21,36	7,12	427,2
4,0	20	1,96	20,49	6,83	409,8
4,0	10	2,40	19,21	6,40	384,2
8,0	LL	1,58	49,00	16,33	980,0
8,0	30	2,60	44,94	14,98	898,8
8,0	20	3,05	43,27	14,42	865,4
8,0	10	4,08	40,86	13,62	817,2
12,0	LL	1,78	76,19	25,40	1523,8
12,0	30	3,35	69,60	23,20	1392,0
12,0	20	4,05	67,00	22,33	1340,0
12,0	10	5,66	61,19	20,40	1223,8
16,0	LL	1,94	103,79	34,60	2075,8
16,0	30	4,07	94,72	31,57	1894,4
16,0	20	4,96	91,63	30,54	1832,6
16,0	10	7,20	82,70	27,57	1654,0
20,0	LL	2,06	131,70	43,90	2634,0

20,0	30	4,73	119,70	39,90	2394,0
20,0	20	5,84	115,98	38,66	2319,6
20,0	10	8,65	103,59	34,53	2071,8
24,0	LL	2,13	160,00	53,33	3200,0
24,0	30	5,30	145,13	48,38	2902,6
24,0	20	6,71	140,05	46,68	2801,0
24,0	10	10,05	124,66	41,55	2493,2

Die Messung liefert, wie in Abbildung 4.4 zu sehen, eine vom Ankerstrom abhängige Gerade. Mit steigendem Strom sinkt stetig die Drehzahl.

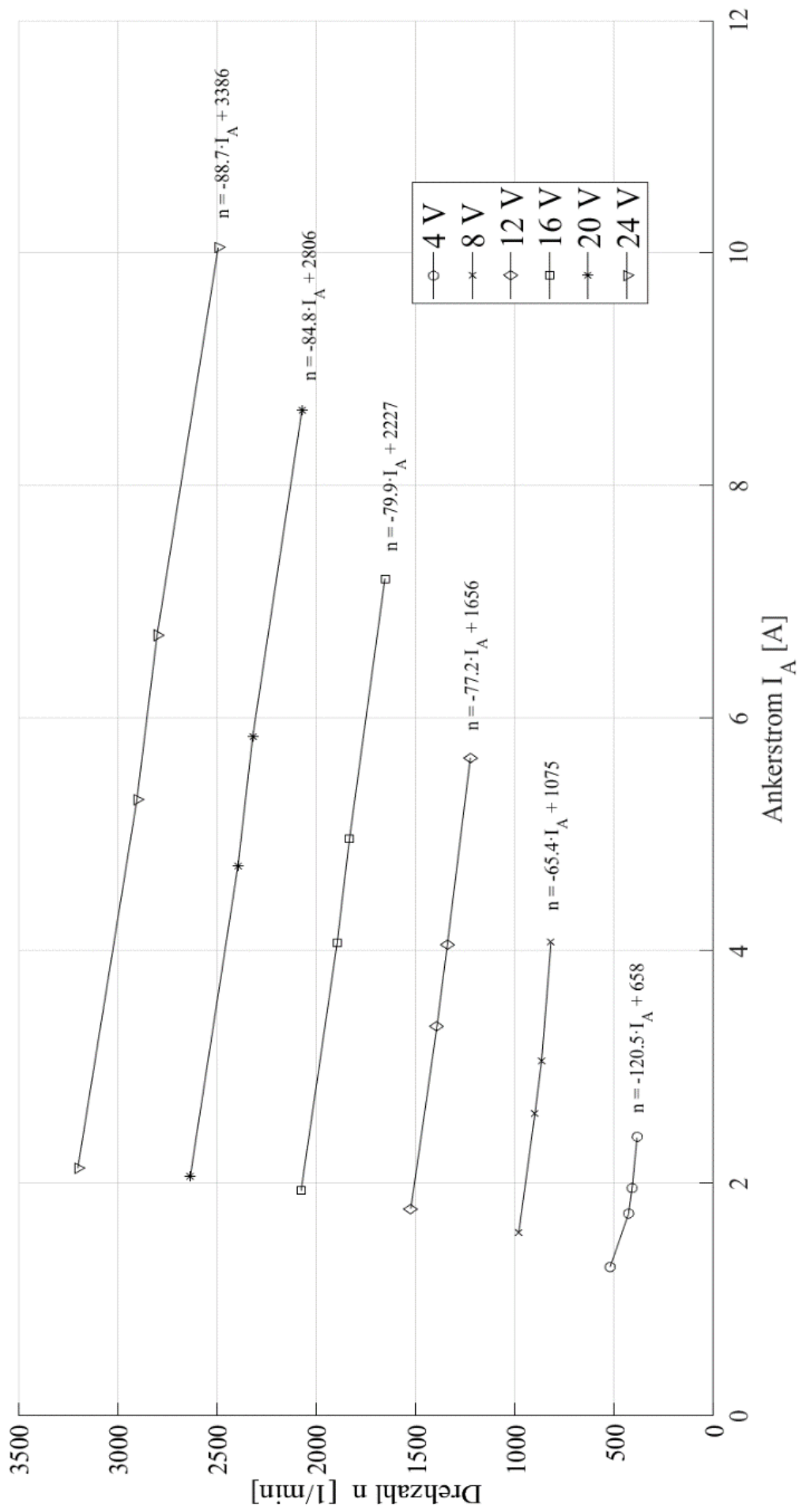


Abbildung 4.4 Lastkennlinien des Gleichstrommotors

Durch eine lineare Regression der vier Messwerte in Excel ergeben sich die Parameter der linear angesetzten Ausgleichsgeraden, ebenfalls in der Abbildung 4.4 dargestellt. Anhand des Ordinatenabschnitts b lässt sich das Produkt aus dem magnetischen Fluss Φ_E und der Motorkonstanten c sowie anhand der Steigung m der Ankerwiderstand R_A bestimmen.

$$n = \frac{U_A - U_B}{2 \cdot \pi \cdot c \cdot \Phi_E} - \frac{R_A}{2 \cdot \pi \cdot c \cdot \Phi_E} \cdot I_A = b - mx \quad (4.14)$$

Basierend auf der Geradengleichung kann ein Koeffizientenvergleich vollzogen werden, sodass die beiden folgenden Gleichungen zur Bestimmung der Kennwerte entstehen. Die Werte des Ordinatenabschnitts b und der Steigung m sind in der Tabelle 4.7 dargestellt.

$$b = \frac{U_A - U_B}{2 \cdot \pi \cdot c \cdot \Phi} \quad (4.15)$$

$$c \cdot \Phi_E = \frac{U_A - U_B}{2 \cdot \pi \cdot b} \quad (4.16)$$

$$-m \cdot x = -\frac{R_A}{2 \cdot \pi \cdot c \cdot \Phi_E} \cdot I_A \Leftrightarrow m = \frac{R_A}{2 \cdot \pi \cdot c \cdot \Phi_E} \quad (4.17)$$

$$R_A = m \cdot 2 \cdot \pi \cdot c \cdot \Phi_E \quad (4.18)$$

Für die Ankerspannung von 4 V wird das Produkt aus dem magnetischen Fluss Φ_E und der Motorkonstanten c exemplarisch berechnet.

$$c \cdot \Phi_E = \frac{4 \text{ V} - 0,5 \text{ V}}{2 \cdot \pi \cdot 657,77 \text{ 1/min}} = 0,0508 \text{ Vs}$$

Die Werte für die weiteren Ankerspannungen U_A sind in der Tabelle 4.7 dargestellt. Auf Grund der nahezu konstanten Werte durch die Permanenterregung für Ankerspannungen $U_A > 4$ Volt werden lediglich diese gemittelt. So wird folglich mit dem Mittelwert von 0,0664 Vs weitergerechnet. Für den Ankerwiderstand R_A ergibt sich bei einer Ankerspannung U_A von 4 Volt demnach der nachstehende Wert.

$$R_A = 120,53 \frac{1}{\text{A} \cdot \text{min}} \cdot \frac{\text{min}}{60\text{s}} \cdot 2\pi \cdot 0,0664 \text{ Vs} = 0,84 \Omega$$

Die Ankerwiderstände R_A der weiteren Ankerspannungen U_A sind ebenfalls in der Tabelle 4.7 zu finden und ergeben einen Mittelwert von 0,60 Ohm.

Tabelle 4.7 Ergebnisse der Parameterbestimmung

U_A [V]	m [1/Amin]	b [1/min]	$c\Phi$ [Vs]	R_A [Ω]
4,0	-120,5	657,77	0,0508	0,84
8,0	-65,4	1075,2	0,0666	0,45
12,0	-77,2	1656,3	0,0663	0,54
16,0	-79,9	2227,0	0,0665	0,56
20,0	-84,8	2806,0	0,0664	0,59
24,0	-88,7	3385,7	0,0663	0,62

4.3 Restliche Komponenten

In diesem Abschnitt werden die Komponenten erläutert, die nicht direkt zum Synchronriemen und der Motor-Generatorgruppe gehören.

Netzgerät

Um den Motor mit dem benötigten Ankerstrom I_A zu speisen, wird ein Netzgerät des Unternehmens Voltcraft der Reihe DPPS 32-15 verwendet. Die Besonderheit dieses Netzteils ist der Fernsteuerzugriff (engl. Remote Control). Dieses ermöglicht die Einstellung des abzugebenden Stroms (0-15 A) über eine externe Steuerspannung (0-5 V DC). Die Fernsteuerspannung U_{St} soll im Matlabprogramm in Abhängigkeit des Ankerstroms I_A berechnet werden. Aus diesem Grund wird das Netzgerät vermessen. Darüber hinaus empfiehlt der Hersteller zusätzlich das Vermessen des gesamten Bereichs, um die Funktionsweise zu kontrollieren. Dabei wird der Ankerstrom I_A in Abhängigkeit der variierten Fernsteuerspannung U_{St} gemessen. (Siehe Abbildung 4.5) Für die Messung wird zwischen dem + - und -Anschluss mit einem Multimeter der Stromfluss gemessen. Da der Messbereich des Mutlimeters lediglich 0 – 10 A beträgt, wird zusätzlich ab einem Strom größer 10 A ein zweites Multimeter in Reihe geschaltet und deren Werte addiert.

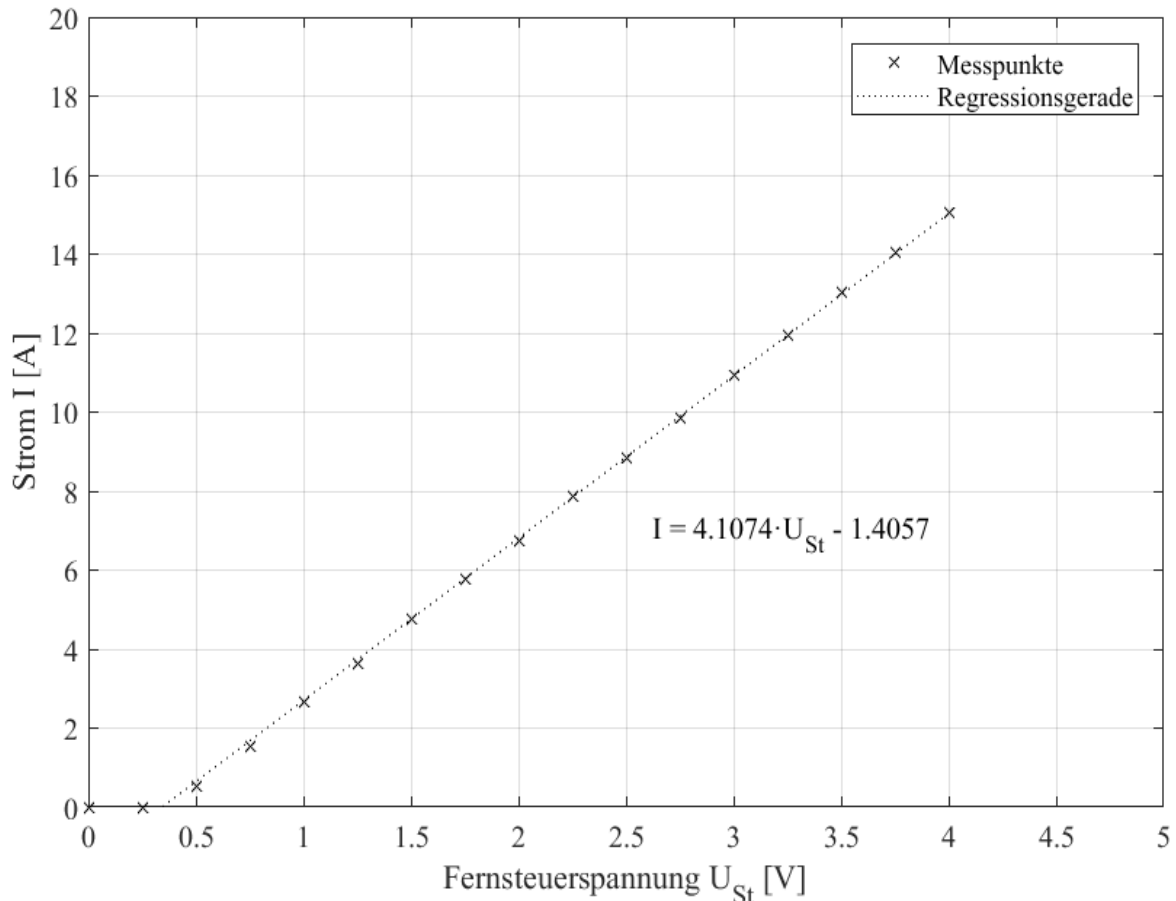


Abbildung 4.5 Spannungsabhängigkeit des auszugebenen Stroms des Netzgeräts

Da in dem Matlabprogramm jedoch ausgehend vom Strom die benötigte Fernsteuerspannung U_{St} berechnet werden soll, wird die Gleichung der Regressionsgeraden nach der Fernsteuerspannung umgestellt.

$$I = 4,1074 \cdot U_{St} - 1,4057 \quad (4.19)$$

$$U_{St} = 0,2434 \cdot I + 0,3422 \quad (4.20)$$

Unter Verwendung dieses Zusammenhangs wird in dem Matlabprogramm die Fernsteuerspannung berechnet.

Messtransformator

Der verwendete Messtransformator transformiert die Außenleiterspannung des Generators herunter. Als Nennwert ist dieser primärseitig auf 230 V und 50 Hz ausgelegt. Sekundärseitig stehen dem 24 V bei gleicher Frequenz gegenüber. Ausgehend von einem idealen Transformator ist das Verhältnis von Primärspannung zu Sekundärspannung lediglich vom Wicklungsverhältnis abhängig. So ergibt sich ein Wicklungsverhältnis von 9,6. In erster Näherung wird von einem idealen

Transformator ausgegangen. Somit ist das Verhältnis der beiden Spannungen frequenzunabhängig konstant. (vgl.Farschtschi, 2016 S. 108)

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2} = i_{Trafo} \quad (4.21)$$

$$i_{Trafo} = \frac{230 V}{24 V} = 9,6$$

Stromwandler

Der Stromwandler wandelt den Strangstrom in eine Spannung um. In unserem Fall ist dies nötig, da die Messbox lediglich Spannungen verwerten kann. In unserem Fall sind die Nennwerte folgendermaßen. Der Strom beläuft sich auf 5 A und die daraus ergebende Spannung beträgt 5 V. Auch hier wird über den gesamten Bereich (0-5 A) ein linearer Zusammenhang angesetzt, sodass der gemessene Strom 1:1 als Spannung abgegeben wird.

Ankerspannungsmessung

Die Messung der Ankerspannung ermöglicht das Berechnen der zugeführten Motorleistung. Dafür werden zwei Widerstände parallel zum Motor und der Freilaufdiode geschaltet. Dies ist nötig, da die Ankerspannung bis zu 24 V Nennspannung beträgt. Abhängig von den verwendeten Widerständen ist das Verhältnis beeinflussbar.

Die Spannung teilt sich wie folgt auf.

$$U_{Mess} = \frac{R_{Mess}}{R_1 + R_{Mess}} \cdot U_A \quad (4.22)$$

$$U_A = \frac{R_1 + R_{Mess}}{R_{Mess}} \cdot U_{Mess} \quad (4.23)$$

Da die Anzahl der Widerstände begrenzt waren, wurden für den Widerstand zwei Widerstände in Reihe geschaltet worden. Daraus ergibt sich ein Wert von 24 kOhm für den Widerstand R_1 . Als Messwiderstand wird einer mit 10 kOhm verwendet. Daraus resultiert folgendes Verhältnis.

$$U_A = \frac{24 k\Omega + 10 k\Omega}{10 k\Omega} \cdot U_{Mess} = 3,4 \cdot U_{Mess}$$

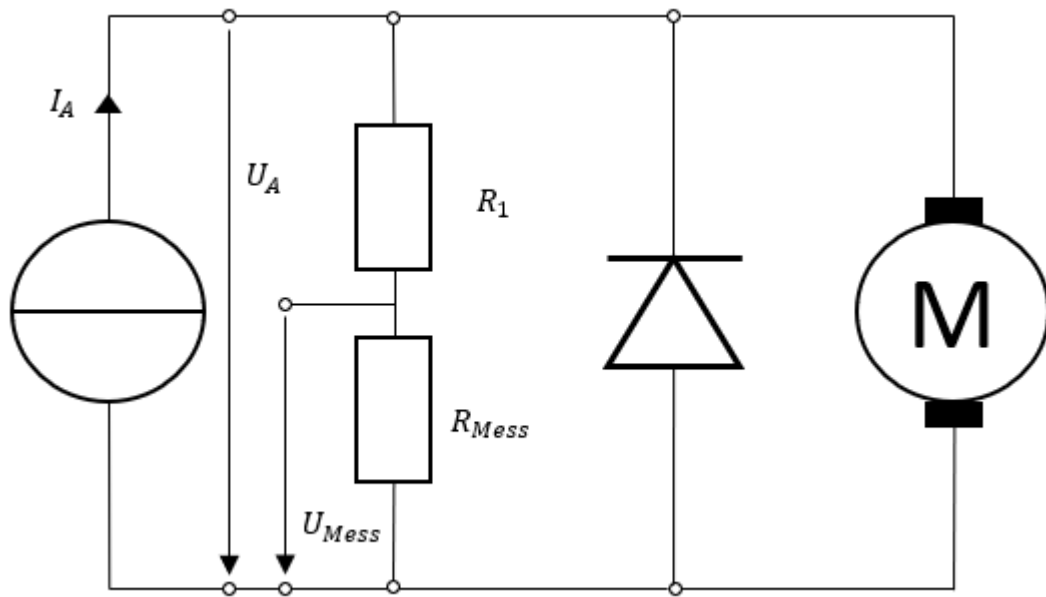


Abbildung 4.6 Ersatzschaltbild der Ankerspannungsmessung

5 Programmierung

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit der Programmierung der App in Matlab. In ihr soll später die Windgeschwindigkeit als Eingabeparameter eingestellt werden, sodass sich entsprechend dieser das Modell beeinflussen lässt. Zusätzlich dient diese der Visualisierung der Messwerte. Für die Programmierung der App wird innerhalb der „Appdesigner“ innerhalb Matlab verwendet.

5.1 Modellbildung der Windenergieanlage

Das Modell des Windenergieanlagentriebstrangs wird, wie bereits in Kapitel 3 erwähnt, durch einen Motor, statt durch Wind, angetrieben. Dementsprechend ist es nötig, dass der Motorantrieb den Antrieb durch Wind nachstellt.

Ein vereinfachter Wirkungsplan einer Windenergieanlage besteht aus einem Rotor, einer Bremse, oftmals einem Getriebe und einem Generator. Modellspezifisch bedeutet dies, dass die Komponenten Rotor und Getriebe durch den Motor ersetzt werden. (Siehe Abbildung 3.1) Auf die Bremse wird beim Modellaufbau verzichtet, da der Antrieb durch den Motor, anders als beim Wind, beeinflussbar ist.

Der Generator ist in diesem Fall auch noch an kein Verbundnetz angeschlossen, sodass dieser im Inselbetrieb läuft. Das bedeutet eine Drehzahlvariabilität der Generatorspannung. Als elektrische Lasten dienen drei Schiebewiderstände, welche von 0 – 40 Ohm einstellbar sind.

In der Abbildung 5.1 ist der Wirkungsplan aufgezeigt. Die Drehzahl des Modells, aus den Nulldurchgängen der Messspannung des Generators errechnet, ergibt mit dem angesetzten Modellrotordurchmesser und der eingestellten Windgeschwindigkeit die Schnelllaufzahl λ . Auf dieser Basis wird der c_p -Wert berechnet und für die Berechnung der Rotorleistung verwendet. Die Rotorleistung ist diejenige Leistung, die der Motor abgeben muss, um den Antrieb durch den Wind 1:1 nachzustellen. Demnach muss die elektrische Leistung des Motors, durch den Wirkungsgrad bedingt, minimal größer sein als die Rotorleistung. Aus der Gleichung für mechanische Leistung resultiert der benötigte Ankerstrom des Motors. Durch die Vorgabe dieses Stroms stellt sich eine Drehzahl und ein Moment an der Motorwelle ein. Durch die 1:1 Kopplung der Motor- und der Generatorwelle über den Synchronriemen besitzt die Generatorwelle exakt die gleiche Drehzahl wie die Rotorwelle. Abhängig vom Ankerstrom des Motors stellt sich ein mechanisches Moment Formel 2.20 ein. Laut der Formel 2.19 für Drehstrommaschinen wird im Generator eine Polradspannung induziert, die der Permanentterregung zur Folge proportional zur Drehzahl ist. Abhängig vom angeschlossenen Widerstand stellt sich ein entsprechender Strom ein.

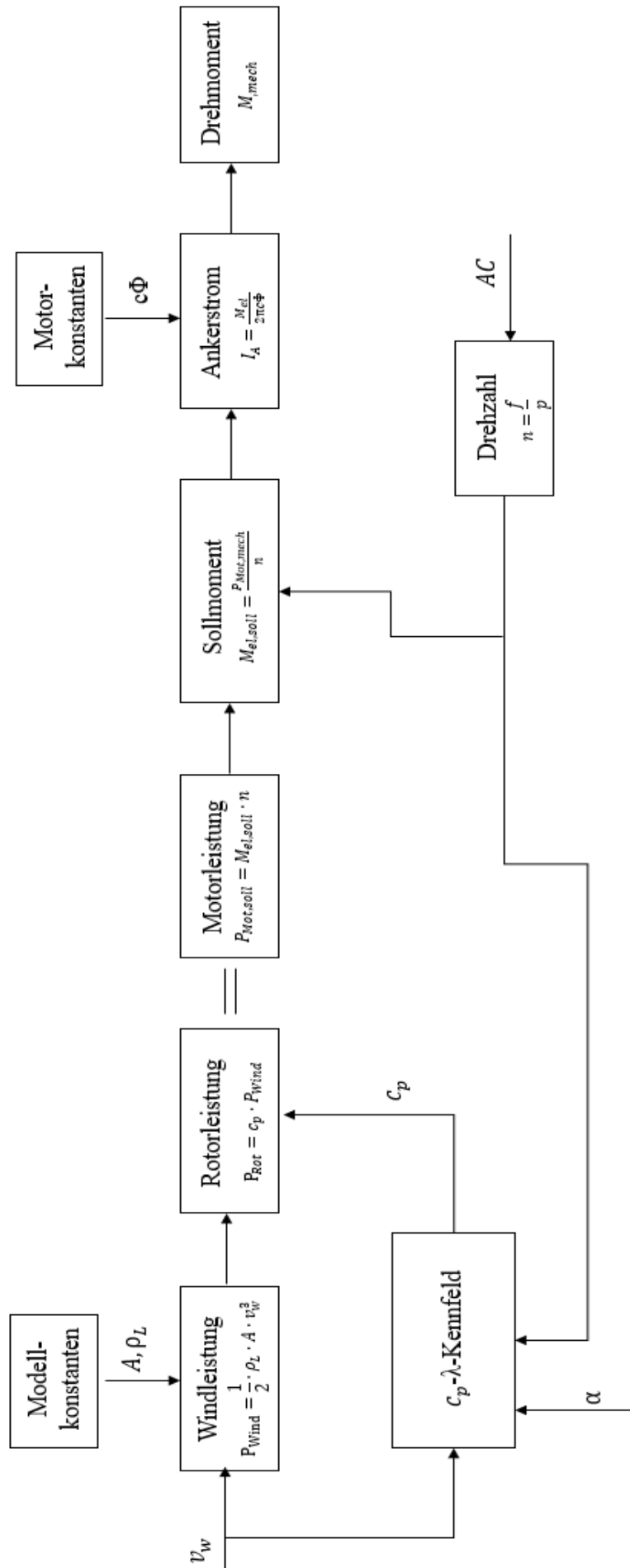


Abbildung 5.1 Wirkungsplan des Programms zur Nachbildung einer Windenergieanlage

5.1.1 c_p - λ -Kennlinie

Für das Modell wird eine numerische Approximation einer c_p - λ -Kennlinie verwendet. (vgl. Heier, 2017 S. 43) Zwar gibt es Kennlinien, die von den Herstellern der Anlagen publiziert werden, jedoch ließ sich diese durch Variation der Parameter auf anlagentypische Werte annähern. Die Kennlinie lässt sich folgendermaßen berechnen.

$$c_p = c_1 \cdot [c_2 - c_3 \cdot \alpha - c_4 \cdot \alpha^x - c_5] \cdot e^{-c_6(\lambda, \alpha)} \quad (5.1)$$

mit

$$\begin{array}{lll} c_1 = 0,6 & c_2 = 105 & c_3 = 0,45 \\ c_4 = 0 & c_5 = 5,5 & c_6 = 19/\lambda_i \end{array}$$

Und

$$x = 2$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\alpha} - \frac{0,0035}{\alpha^3 + 1} \quad (5.2)$$

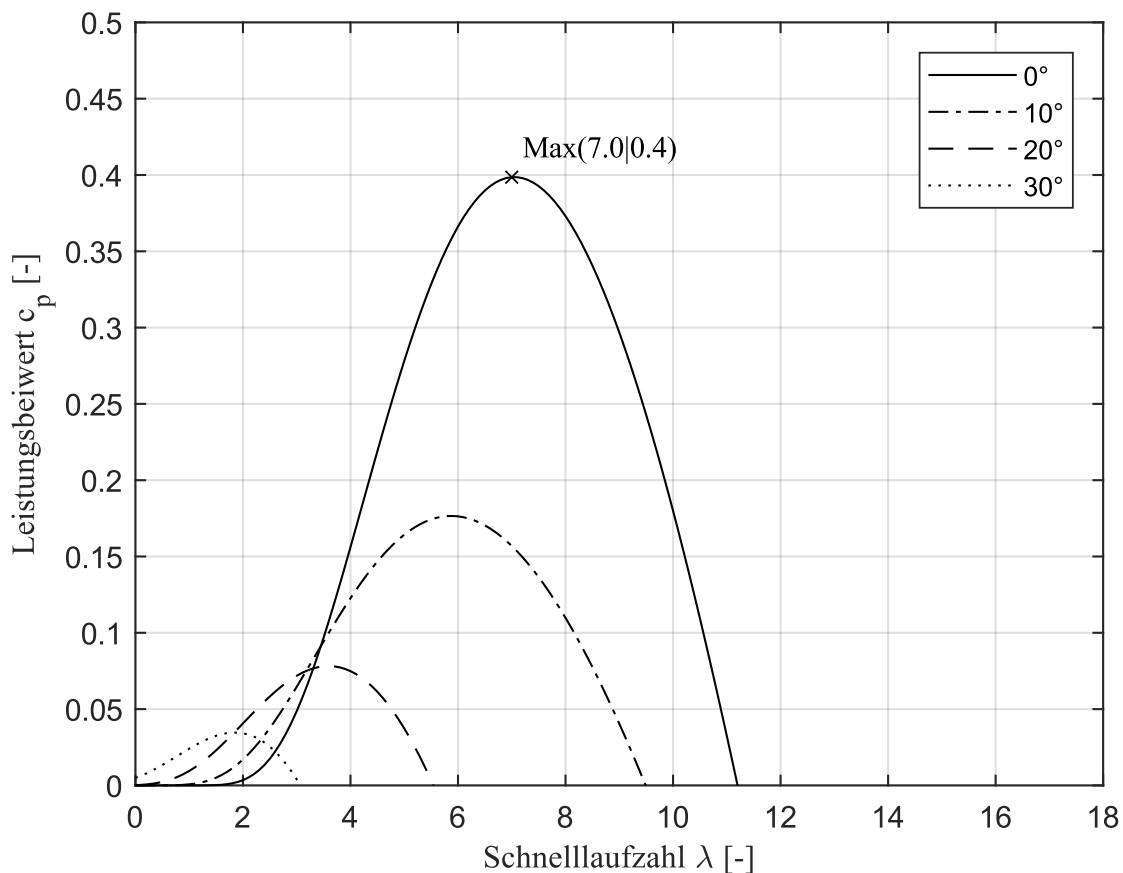


Abbildung 5.2 Numerisch approximiertes c_p - λ Kennfeld für verschiedene Pitchwinkel α

In der Abbildung 5.2 sind die Kennlinien für vier verschiedene Pitchwinkel α dargestellt. Das Maximum liegt bei einer Schnelllaufzahl $\lambda = 7$ und $c_p = 0,4$.

Als Leistungsregelung wird das Verstellen des Blattanstellwinkels (Pitchen) gewählt. In Abhängigkeit des Winkels verändert sich die c_p - λ -Kennlinie und verringert den Leistungsbeiwert. Sollte die Rotorleistung einen maximalen Wert übersteigen, wird der Winkel solange erhöht, bis die Rotorleistung erneut unterhalb der Nennleistung des Motors ist.

5.1.2 Parameterbestimmung

Um den Leistungsbereich einer Windenergieanlage auf das Niveau des Modells herunterskalieren zu können, bedarf es der Anpassung der Parameter der Windenergieanlage. Die Nennleistung des Motors definiert hierbei das Leistungsmaximum, welches der Rotor haben darf. Dafür wird die Formel 2.16 der Rotorleistung betrachtet.

$$P_{Rot} = c_p \cdot P_{Wind} = \frac{1}{2} \cdot c_p \cdot \rho_L \cdot A_{Rot} \cdot v_w^3$$

Aus dieser wird ersichtlich, dass die durchströmte Fläche (Rotorfläche) die einzig sinnvoll skalierbare Größe darstellt. Es werden 10,5 m/s für die Nennwindgeschwindigkeit und 0,4 für den Leistungsbeiwert c_p angesetzt, um den Rotordurchmesser d_{Rot} zu bestimmen. Da der Motor eine elektrische Nennleistung von 240 Watt besitzt und der Wirkungsgrad < 1 ist, wird als mechanische Nennleistung des Motors großzügig 200 Watt gewählt. Die mechanische Nennleistung des Motors entspricht der angesetzten Rotorleistung der Windenergieanlage.

$$A_{Rot} = \frac{P_{Rot}}{c_p \cdot \frac{\rho_L \cdot v_w^3}{2}} = \frac{\pi}{4} \cdot d_{Rot}^2 \quad (5.3)$$

$$d_{Rot} = \sqrt{\frac{4 \cdot P_{Rot}}{\pi \cdot c_p \cdot \frac{\rho_L \cdot v_w^3}{2}}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 200 \text{ W}}{\pi \cdot 0,4 \cdot \frac{1,225 \text{ kg/m}^3}{2} \cdot (10,5 \frac{\text{m}}{\text{s}})^3}} = 0,948 \text{ m} \quad (5.4)$$

Aus diesem Grund wird ein Rotordurchmesser von 1 m gewählt. Beachtenswert sind allerdings auch die damit einhergehenden Eigenschaften. Um im Nennfall bei einer Schnelllaufzahl von 7 betrieben zu werden, bedarf es einer verhältnismäßig großen Drehzahl, die mit der Formel 2.1 berechnet werden kann.

$$\lambda = \frac{v_u}{v_w} = \frac{\pi \cdot d \cdot n}{v_w}$$

$$n = \frac{\lambda \cdot v_w}{\pi \cdot d} = \frac{7 \cdot 10,5 \frac{\text{m}}{\text{s}}}{\pi \cdot 1 \text{ m}} = 23,4 \frac{1}{\text{s}} = 1403 \frac{1}{\text{min}}$$

Bei einer Getriebeübersetzung von 1 ist diese Drehzahl sehr hoch für einen Windenergieanlagenrotor. Da der Rotor jedoch nur innerhalb Matlabs und nicht als reales Bauteil mit dieser Drehzahl rotiert, wird eine Getriebeübersetzung i von 1 verwendet.

5.1.3 Betriebszustände

Das Modell berücksichtigt fünf verschiedene Betriebszustände, die auch bei einer Windenergieanlage der Megawattklasse zu finden sind. (vgl. Heier, 2017 S. 452 ff.)

Betriebszustand Stillstand

Beim Stillstand sind die Bremsen aktiv oder die Blätter per Blattverstellung (Pitch) in Fahnenstellung, sodass dem Wind keine Leistung entnommen werden kann. Dieser Zustand wird durch den Stillstand, also einer Drehzahl der Rotor- und Generatorwelle von 0 1/s, charakterisiert. Oftmals findet sich dieser Zustand wieder, wenn die Windgeschwindigkeiten kleiner der Einschaltgeschwindigkeit ist. Nach dem Betätigen des Startknopfes startet das Programm mit diesem Betriebszustand.

Betriebszustand Anfahren

Das Anfahren der Anlage wird benötigt, um aus dem Stillstand in den Lastbetrieb zu wechseln. Gestartet wird dieses durch das Drücken des Anfahrenknopfes unterhalb des Schiebers der Windgeschwindigkeit. Für das Modell bedeutet das eine schrittartige Erhöhung des Ankerstroms um $0,2 \text{ As}^{-1}$ bis eine Generatordrehzahl von 400 1/min erreicht wird. Erst danach wechselt der Betriebszustand automatisch in den Lastbetrieb. Nach dem Anfahren wird automatisch eine Windgeschwindigkeit von 4 m/s eingestellt, von der aus nach oben hin weitere ausgewählt werden können. Windgeschwindigkeiten kleiner 4 m/s sind ebenfalls möglich, resultieren allerdings nach kürzester Zeit in dem Betriebszustand Stillstand. Der Grund dafür ist die geringe Leistung des Windes.

Betriebszustand Lastbetrieb

Das Modell befindet sich im Lastbetrieb, nachdem das Anfahren durchlaufen wurde. Wie oben beschrieben, ist nach dem Anfahren eine Windgeschwindigkeit von 4 m/s eingestellt. Nun lässt sich an dem Schieber die Windgeschwindigkeit einstellen. Je nach Rotorleistung und dem daraus resultierenden Ankerstrom I_A stellt sich ein Arbeitspunkt ein. Sollte die geforderte Rotorleistung größer als die angesetzte maximale Rotorleistung von 200 W sein, so beginnt das Modell den Blattanstellwinkel α iterativ um $0,1^\circ$ zu erhöhen, bis der Leistungsbeiwert einen Wert erreicht hat, der die Rotorleistung unter die 200 W fallen lässt. So lassen sich auch bei dem entsprechenden Steigen des Pitchwinkels α 25 m/s als Windgeschwindigkeit simulieren.

Betriebszustand Abfahren

Sollte das Modell zum Stillstand gebracht werden sollen, zwecks Abbau o.ä., so ist der Abfahrenknopf zu betätigen. Dieser verringert schrittweise mit 1 As^{-1} den Ankerstrom I_A bis zum Wert 0 A. Daraus folgt der Betriebszustand Stillstand.

Betriebszustand Abschalten

Das Abschalten verhält sich identisch zum Abfahren. Der einzige Unterschied besteht darin, dass dieser Zustand nicht durch manuelles Betätigen eines Knopfes ausgelöst wird. Die Abschaltung geschieht in der Folge einer zu hohen Drehzahl. So wird ab einer Generatordrehzahl von 2800 1/min abgefahren. Dies soll Schäden sowohl am Motor als auch am Generator verhindern.

5.2 Datenakquise

Als Software für die Ansteuerung und das Auslesen von Messdaten wurde Matlab gewählt. Als Messbox stand das National Instruments Multifunktions-Datenerfassungsgerät USB 6211 (ab hier: NI-Messbox) zur Verfügung. Matlab bietet spezielle Apps zur Datenerfassung an. Die App „Data Acquisition“ ist eine App zur allgemeinen Datenerfassung. Darüber hinaus hat Matlab die App „Data Acquisition Live app“ publiziert, die speziell für die Live-Datenerfassung sind. Auf der Basis dieser wurde die App für das Modell erstellt.

Die NI-Messbox besitzt vier Analogeingänge sowie zwei -ausgänge. Benötigt werden jedoch nur folgende drei analoge Eingänge und zwei analoge Ausgänge.

Analogeingänge:

- Generatorspannung
- Generatorstrom
- Ankerspannung

Analogausgang:

- Steuerspannung für den Ankerstrom
- Steuerspannung für die Ankerspannung

In der Abbildung 5.3 ist die Pin-Zuordnung der NI-Messbox zu sehen.

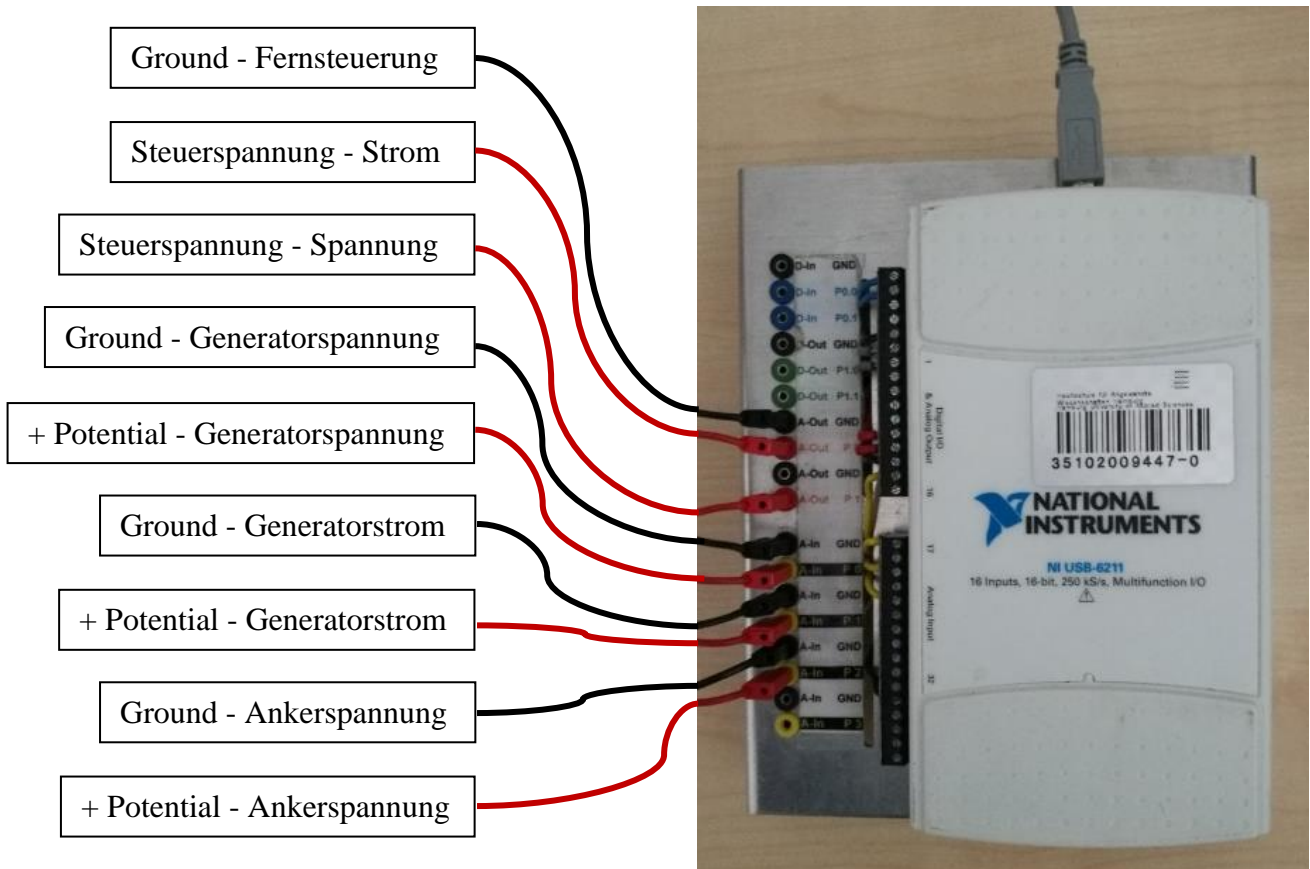


Abbildung 5.3 Pin-Zuordnung der NI-Messbox

Für die Datenerfassung bedarf es den installierten Treiber der NI-Messbox, sodass diese vom Laptop/ PC erkannt wird.

Aufbau der Datenakquise mit der NI-Messbox

Zu Beginn wird eine neue DAQ-Session unter Nennung der benutzten Box erstellt.

```
s = daq.createSession('ni');
```

Nun wird entweder die Anzahl der zu messenden Werte oder die Session als kontinuierlich definiert. In diesem Fall wird diese als kontinuierlich gesetzt.

```
s.IsContinuous = true;
```

Daraufhin sind, wie folgend beispielhaft erwähnt, die Kanäle hinzuzufügen, welche für diese Session verwendet werden sollen. Unter Angabe des Namens der Box „Dev1“ und des Messtyps werden die benötigten Kanäle erstellt. In diesem Fall werden drei analoge Input-Kanäle und zwei analoge Output-Kanäle verwendet.

```
addAnalogInputChannel(s, 'Dev1', 'ai0', 'Voltage');
```

```
addAnalogOutputChannel(s, 'Dev1', 'ao1', 'Voltage');
```

Zusätzlich bedarf es der Definition der Messmethode der Inputkanäle. Da erdfreie Signalquellen verwendet werden, wird die Messmethode auf „Single Ended“ gestellt.

```
s.Channels(1).TerminalConfig = 'SingleEnded';
```

Die Hauptaufgabe der NI-Messbox ist in diesem Fall das Herausgeben von analogen Signalen (Analog Output) und das Messen von analogen Signalen (Analog Input). Demnach treten in der Session zwei Kernereignisse auf, für die Event Listener definiert werden können. Die Listener führen eine Funktion aus, sofern das Ereignis eintritt.

Einerseits gibt es das Ereignis „Data Available“. Dieses beschreibt die Weitergabe von den Messungen der jeweilig definierten Inputkanäle. In Abhängigkeit der DAQ - Rate ergibt sich eine $M \times N$ - Matrix mit dem Namen „event.Data“. M ist werkseitig vordefiniert auf $1/10 \cdot \text{DAQ-Rate}$ und N ist die Anzahl der vorherig definierten Inputkanäle. Bei einer DAQ-Rate von 1000 1/s und den drei definierten Inputkanälen geht eine Matrix mit 100 Zeilen und 3 Spalten hervor. Diese Matrix lässt sich dann im Folgenden zum Plotten der Daten o.ä. weiter nutzen. Zusätzlich ergibt sich ein 100-zeiliger Vektor mit dem Namen „event.TimeStamps“, der die zu den Messdaten passenden Zeitstempel enthält.

Andererseits gibt es das Äquivalent „Data Required“ für die analogen Outputkanäle. Diese benötigen Daten, welche über die Outputkanäle als analoges Signal ausgegeben werden. Die DAQ-Rate ist die Anzahl der benötigten Daten pro Sekunde. Für die beiden Outputkanäle bedeutet dies ein Übergeben einer $N \times 2$ -Matrix. Wird eine 2000×2 Matrix übergeben, so tritt nach 2 Sekunden bei einer Beispielerate von 1000 1/s der Fall des „Data Required“ ein, sodass neue Werte übergeben werden müssen.

Nun kann die DAQ-Session gestartet im Hintergrund gestartet werden. Diese dauert solange an, bis keine Daten mehr zum Ausgeben vorhanden sind oder die Session gestoppt wird.

```
startBackground(app.DAQSession);
```

In Absprache mit der Betreuerin Dr.-Ing B.Koeppen ist der gesamte Matlab-Code in elektrischer Version bei Ihr erhältlich.

5.3 Grafische Benutzeroberfläche

In der Abbildung 5.4 ist die grafische Benutzeroberfläche der programmierten Matlabsteuerung und in der Tabelle 5.1 die Zuordnungen zu sehen. Die Oberfläche setzt sich zusammen aus drei Datenfeldern, zwei Graphen, einem Schieber sowie Knöpfen zur besseren Bedienung zusammen.

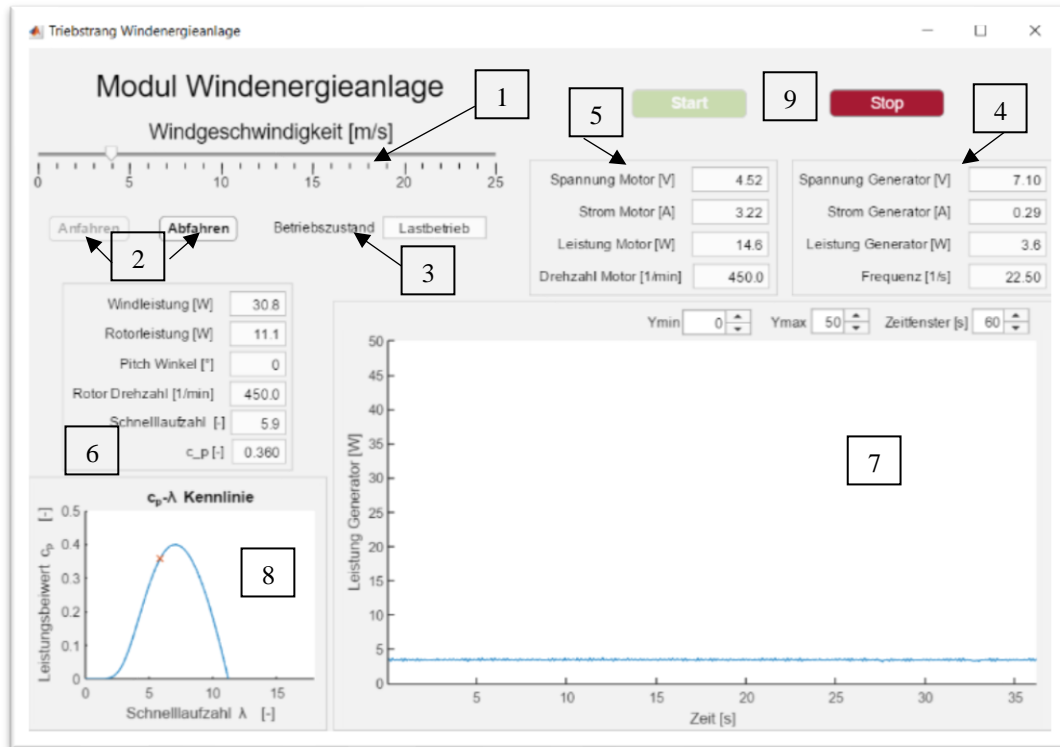


Abbildung 5.4 Grafische Benutzeroberfläche des erstellten Matlabprogramms

Tabelle 5.1 Zuordnungen grafische Benutzeroberfläche

1	Schieber –Windgeschwindigkeit
2	An- / Abfahrenknopf
3	Betriebszustandsanzeige
4	Datenfeld – Generator
5	Datenfeld – Motor
6	Datenfeld – Rotor
7	Diagramm – Generatorleistung
8	Diagramm - Betriebspunkt
9	Start-/Stopknopf

Das Kernelement der Oberfläche stellt der Schieber der Windgeschwindigkeit dar. Dieser dient der Eingabe der vorzugebenden Windgeschwindigkeit. Etwas unterhalb sind die beiden Knöpfe

für das An- sowie Abfahren und die Anzeige des Betriebszustandes lokalisiert. Der Start- und Stoppknopf findet sich in der oberen, rechten Ecke wieder.

Die drei Datenfelder dienen der Anzeige von Messwerten oder auch Werten, die sich aus der Modellbildung innerhalb Matlabs ergeben. Aufgeteilt sind diese in die Felder des Generators (obere rechte), des Motors (oben mittig) und des Windrotors (mittig links).

Letztlich befinden sich noch zwei Diagramme in der grafischen Oberfläche. Das Diagramm der Generatorleistung ist rechts und das Diagramm zur Anzeige des Betriebspunktes links in der Oberfläche.

5.4 Frequenzmessung

In diesem Abschnitt wird auf die Funktionsweise der Frequenzmessung eingegangen. Da diese nicht optisch gemessen wird, wird diese Funktion gesondert erklärt. Die restlichen Modulerklärungen sind in Anhang A zu finden.

Die Außenleiterspannung des Generators wird unter der Hinzunahme eines Messtransformators auf ein kleineres Spannungsniveau heruntertransformiert, sodass diese über die NI-Messbox eingelesen werden kann. Das Heruntertransformieren verändert lediglich die Spannung bzw. den Strom, sodass die Frequenz f identisch bleibt.

Als Ausgangslage bietet der Generator eine Wechselspannung in Form einer Sinusschwingung, symmetrisch um die X-Achse. Charakteristisch für eine solche Sinusschwingung ist das zweimalige Durchtreten der X-Achse je Periodendauer. Aus diesem Grund kann die Frequenz aus dem Datensatz in Matlab bestimmt werden. Dazu wird die Funktion „ZeroCrossingDetector“ verwendet. Diese zählt die Vorzeichenwechsel innerhalb eines Datensatzes. Es ist darauf zu achten, eine passende Abtastrate der Spannungsmessdaten zu wählen, da zum Beispiel bei einer Wechselspannung mit der Netzfrequenz $f_{\text{Netz}} = 50 \text{ Hz}$ bereits 100 Nulldurchgänge pro Sekunde stattfinden. So ergibt sich daraus zum Beispiel eine Abtastrate von $> 100 \text{ Hz}$. Die Frequenz ergibt sich nun aus der folgenden Formel.

$$\text{Frequenz} = \frac{\text{Nulldurchgänge}}{2} \cdot \frac{\text{Abtastrate}}{\text{Länge des Messdatenvektors}} \quad (5.5)$$

6 Versuch

Nachdem das Modell nun konstruktiv fertig und die Programmierung der App zum Steuern des Modells abgeschlossen ist, ist einerseits zu überprüfen, ob die Modellbildung der Windenergieanlage innerhalb der Programmierung gelungen ist. Andererseits soll das Verhalten unter verschiedenen ohmschen Lasten untersucht werden.

6.1 Versuchsbeschreibung

Für den ersten Teil des Versuchs wird über die Eingabeoberfläche der App die Windgeschwindigkeit vorgegeben. Dabei werden Windgeschwindigkeiten von 0 bis 25 m/s im Abstand von jeweils 1 m/s vorgegeben und auf das Einstellen eines stationären Arbeitspunktes gewartet. Erst nach der Messdatenaufnahme wird die nächste Windgeschwindigkeit vorgegeben. Als Widerstand sind 10 Ohm eingestellt.

Zu untersuchen sind hierbei vor allem die Generatorleistung, welche innerhalb der Sternschaltung über den ohmschen Schiebewiderständen abfällt, die Rotordrehzahl sowie der Pitchwinkel.

Identisch wie zum ersten Teil des Versuchs werden im zweiten Teil Windgeschwindigkeiten von 0 bis 25 m/s vorgegeben. Es werden dieses Mal jedoch drei verschiedene Lasten untersucht. Der Anfangswiderstand beträgt 10 Ohm und wird darauffolgend jeweils um 10 Ohm bis 30 Ohm erhöht. Im Blickpunkt des zweiten Teils steht der Einfluss der elektrischen Last auf das allgemeine Verhalten des Modells, wie der Drehzahl und auch der Generatorleistung.

6.2 Versuchsaufbau

Den Kernteil des Modells stellt die NI-Messbox dar. Sie übernimmt die Spannungsausgabe über ihren analogen Outputport und liest die Messspannungen des Versuchs über ihren analogen Inputport ein. Die auszugebene Spannung ist die Fernsteuerspannung des Netzgeräts und definiert somit den Strom des Netzgerätes. Dementsprechend wird das Netzgerät als Stromquelle verwendet. In Abhängigkeit des definierten Stroms stellt sich die Spannung ein. Dieser Strom ist der Ankerstrom des Motors. Je nach angeschlossener Last stellt sich dazu eine Drehzahl des Modells ein.

In Abbildung 6.1 ist der gesamte Versuchsaufbau und die Verkabelung zu sehen. In Addition dazu hilft die Tabelle 6.1 der Zuordnung der einzelnen Komponenten.

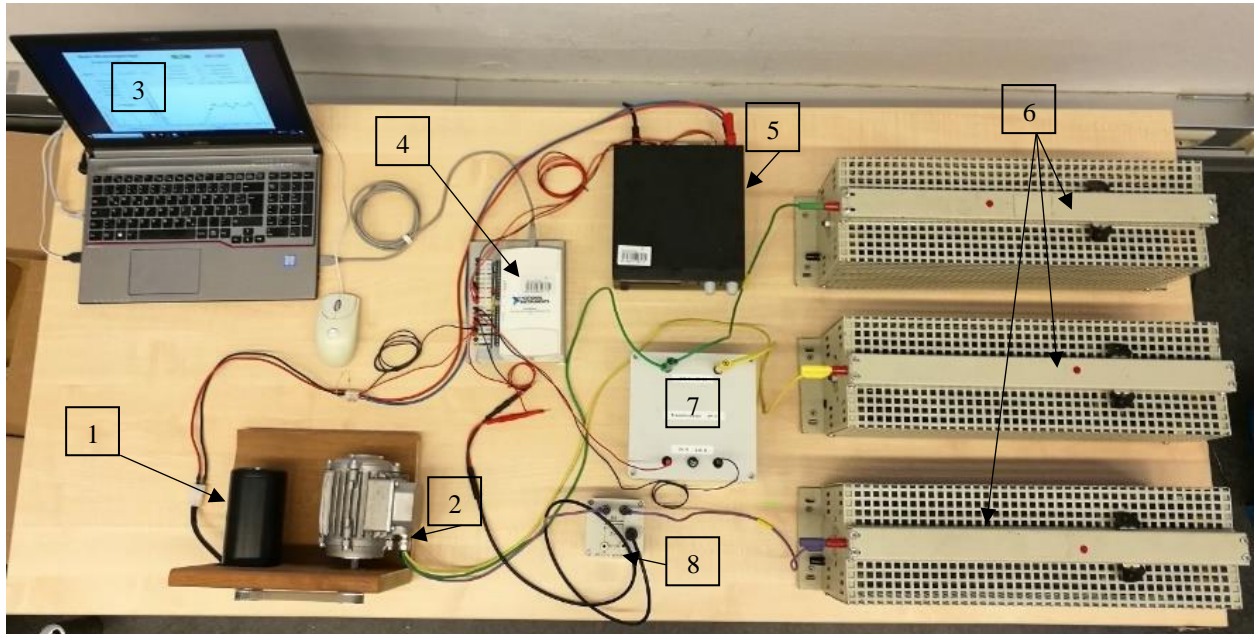


Abbildung 6.1 Versuchsaufbau

Tabelle 6.1	Zuordnungen des Versuchsaufbaus
1	Gleichstrommotor
2	Synchrongenerator
3	Laptop
4	NI-Messbox
5	Netzgerät
6	Schiebewiderstände
7	Messtransformator
8	Stromwandler

In der Abbildung 6.2 ist das Versuchsschema dargestellt. Aus diesem werden die einzelnen analogen Ausgaben und Messgrößen ersichtlich. So übermittelt der Laptop der NI-Messbox die auszugebende Spannung, welche den Strom des Motors definiert. Darüber hinaus gibt diese auch noch eine Spannung aus, die die Spannung am Netzgerät begrenzt. Die Ankerspannung wird wie in Kapitel 4 beschrieben gemessen und als Messspannung an die Messbox geleitet. Weiterhin werden die Generatorspannung und der Generatorstrom nach dem heruntertransformieren bzw. wandeln an die Messbox weitergegeben. Diese verarbeitet die Messdaten und visualisiert diese in der grafischen Benutzeroberfläche der App (Siehe Kapitel 5.3).

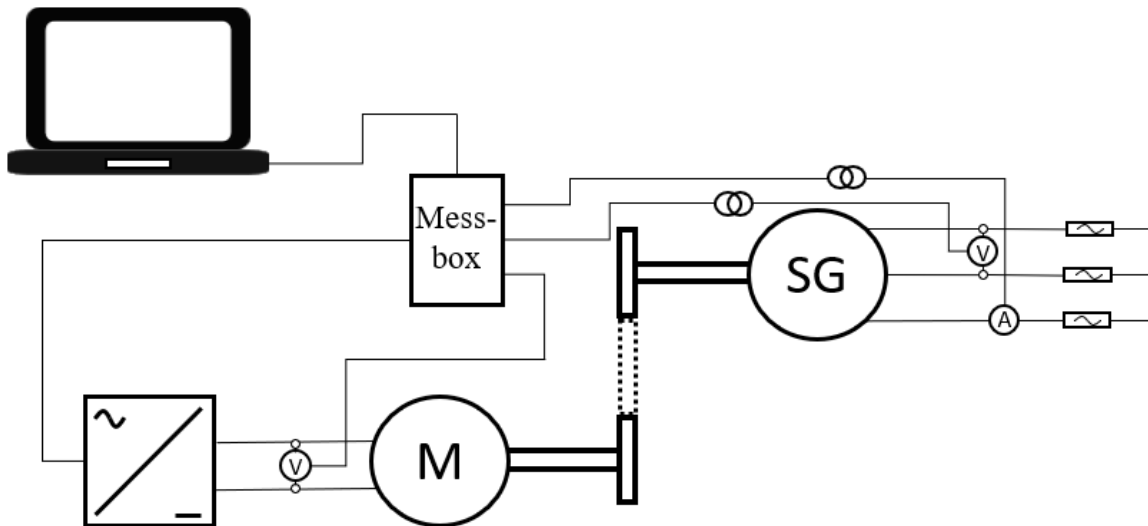


Abbildung 6.2 Schema des Triebstrangmodells

6.3 Versuchsdurchführung

Um die Messung zu beginnen, wird die NI-Messbox mit dem Laptop verbunden und die App innerhalb Matlabs gestartet. Das Netzgerät wird auf die Einstellung „Remote Control“, am, auf der Hinterseite befindlichen, Schalter eingestellt. Das Netzgerät wird über den Powerschalter eingeschaltet und das Programm gestartet.

Das Modell befindet sich nach dem Start im Betriebszustand „Stillstand“, sodass durch das Betätigen des Anfahrknopfes das Modell auf eine Drehzahl von 400 1/min gebracht wird. Die Schiebewiderstände besitzen für die Windlastvariation jeweils einen Widerstand von 10 Ohm. Nach dem Anfahren wird, wie im vorherigen Kapitel beschrieben, automatisch mit der Windgeschwindigkeit von 4 m/s gestartet. Von dort aus lässt sich nun die Windgeschwindigkeit in jeweils 1 m/s-Schritten bis auf 25 m/s erhöhen.

Nach dem ersten Einstellen auf 5 m/s ist eine Problematik zu erkennen. Es ist nicht möglich, einen stationären Arbeitspunkt zu erreichen.

In der Abbildung 6.3 sind die Generatorleistung und die verschiedenen Bereiche sehr deutlich zu erkennen. Zu Beginn ist das Anfahren mit der stetigen Erhöhung des Ankerstroms zu erkennen. Daraufhin folgt ein nahezu stationärer Betriebspunkt für die Windgeschwindigkeit von 4 m/s und das beschriebene Aufschwingen für den dritten Bereich bei einer Windgeschwindigkeit von 5 m/s. Sobald das Schwingen beginnt, resultiert es nach einer kurzen Zeit im Stillstand des Modells. Dies hat zur Folge, dass die Windgeschwindigkeiten oberhalb von 4 m/s nicht, wie angedacht über die „Remote Control“ Funktion, angefahren werden können.

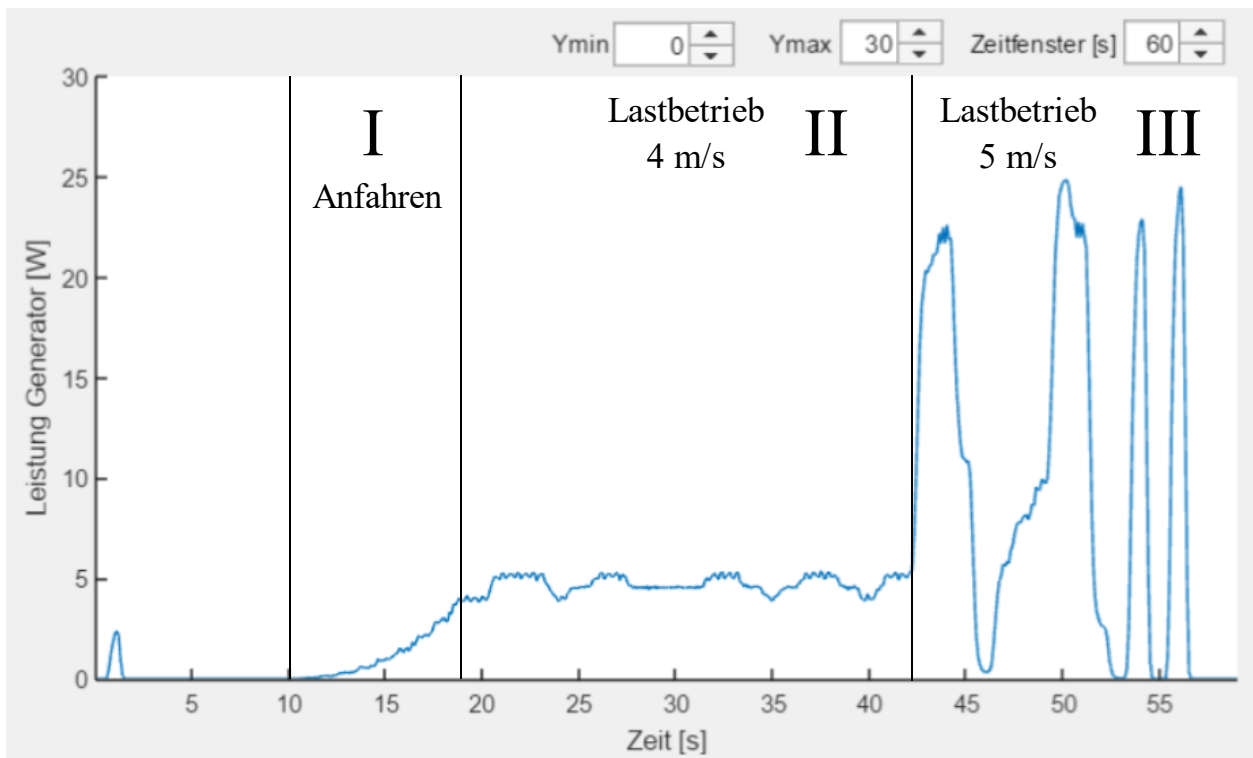


Abbildung 6.3 Auszug der graphischen Benutzeroberfläche

Um dieses Verhalten möglicherweise dämpfen zu können, wird statt des hinterlegten c_p - λ -Kennfelds (siehe 5.1.1) ein konstantes c_p von 0,4 hinterlegt. Das c_p - λ -Kennfeld besitzt durch ihre nicht Linearität einen starken Einfluss auf die Eigenschaften des Modells. Aus diesem Grund wird bei den Windenergieanlagen beim Reglerentwurf diesem Verhalten eine enorme Aufmerksamkeit gewidmet. (vgl. Heier, 2017 S. 440) So besteht auch in diesem Modell die Möglichkeit eines zu starken Einflusses des c_p - λ -Kennfelds.

In der Abbildung 6.4 ist das Verhalten des Modells bei konstantem c_p -Wert aufgezeigt. Auffallend gegenüber der Abbildung ist, dass sich statt einer Verbesserung sogar eine Verschlechterung eingestellt hat. Der quasi stationäre Arbeitspunkt bei 4 m/s Windgeschwindigkeit wird nicht erreicht. Stattdessen beginnt es sofort nach dem Anfahren zu Schwingen und kommt erst nach mehrmaligen Schwingen zum Stillstand. Dabei ist außerdem die steigende Amplitude zu beobachten, ehe es zum Stillstand kommt. Um diesem Schwingungsverhalten entgegen zu wirken, wurden Versuche

unternommen, das Problem zu beheben. So half auch eine Mittelwertbildung aus altem und neuem Sollwert des Ankerstroms oder Mittel der letzten vier Sollwerte nichts.

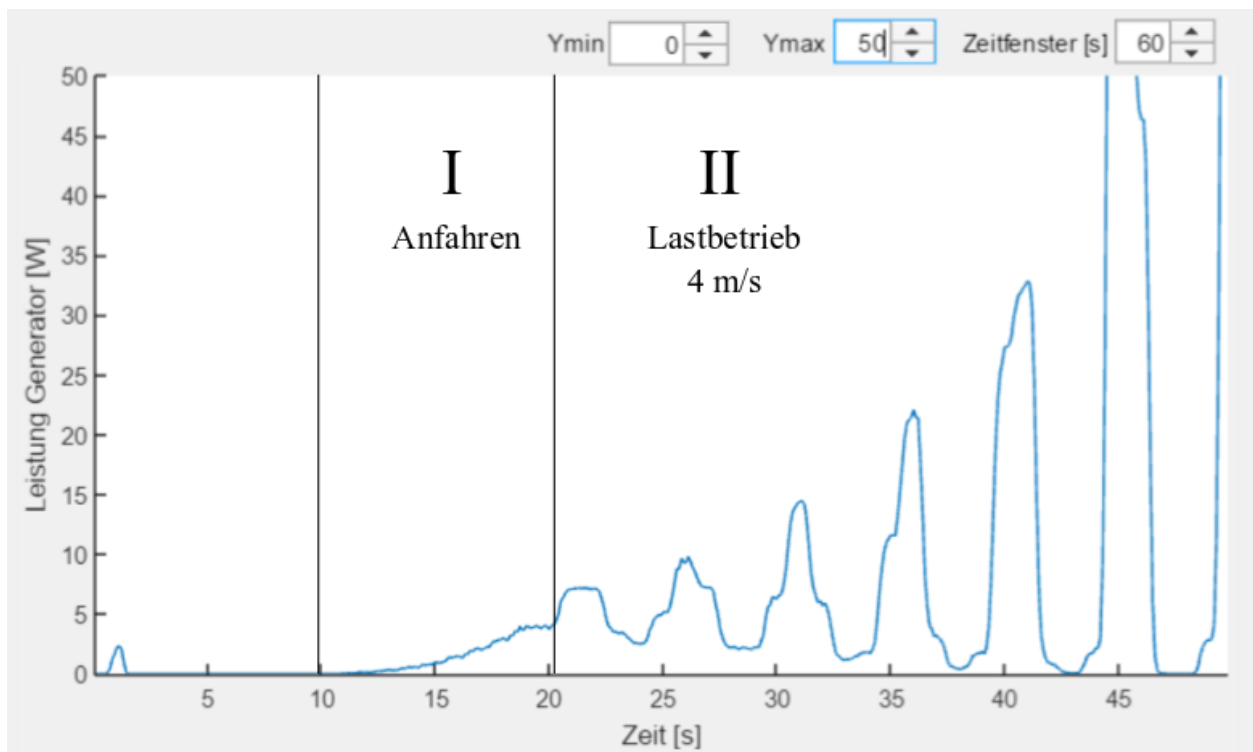


Abbildung 6.4 Auszug aus der graphischen Oberfläche bei konstantem c_p -Wert

Aus diesem Grund werden die Versuche mit einer Änderung durchgeführt, um zu zeigen, dass sowohl die Modellbildung als auch der Versuchsaufbau funktioniert. Die Regelung dieses Systems wäre eine komplexe Arbeitsaufgabe, die vom Umfang den Rahmen dieser Arbeit sprengen würde. So wird statt der Spannungsvorgabe zur Steuerung des Ankerstroms via „Remote Control“ nun per Hand der geforderte Strom eingestellt, sodass sich ein stationärer Betriebspunkt einstellt.

6.4 Versuchsergebnisse und -auswertung

In diesem Teil der Arbeit werden die Messergebnisse dargestellt und ausgewertet. Die Tabellen der Messwerte sind im Anhang zu finden.

6.4.1 Windlastvariation

Für die Windlastvariation werden die Verläufe der Generatorleistung, der Generatorzahl und des Pitchwinkels untersucht.

In Abbildung 6.5 ist die Generatorleistung über der Windgeschwindigkeit aufgetragen. Klar zu erkennen ist der kubische Zusammenhang gemäß der Formel 2.16 zwischen der Windgeschwindigkeit 4 m/s bis 14 m/s und der Rotorleistung und dementsprechend auch der Generatorleistung. Die Generatorleistung ist um den Wirkungsgrad des Triebstrangs kleiner, jedoch untersteht diese der gleichen Gesetzmäßigkeit, sodass die kubische Form zustande kommt. Darüber hinaus ist der Stillstand bis zur Windgeschwindigkeit von 4 m/s zu erkennen. Ab 14 m/s ist eine annähernd konstante Leistung zu beobachten. Dies resultiert aus der Leistungsbegrenzung durch das Verstellen des Blattstellwinkels. Die Schwankungen ab der Windgeschwindigkeit von 21 m/s sind durch die hohen Pitchwinkel und die damit verbundenen geringen Bereiche der Schnelllaufzahl zu erklären. (Siehe Abbildung 5.2)

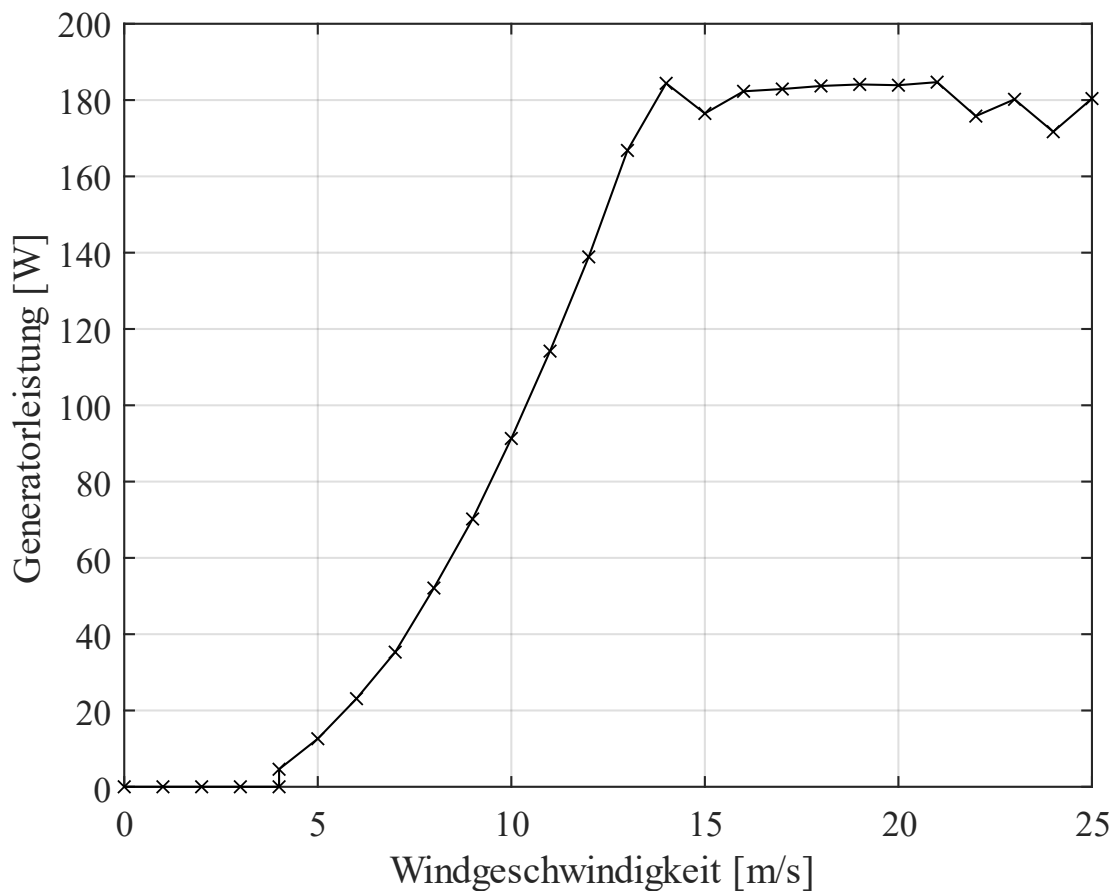


Abbildung 6.5 Generatorleistung in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit

In Abbildung 6.6 ist die Abhängigkeit der Generator Drehzahl von der Windgeschwindigkeit dargestellt. Klar zu erkennen ist der Sprung bei der Windgeschwindigkeit von 4 m/s. Dieser ist bedingt durch das Anfahren. Jedoch ist die Drehzahl marginal größer als 500 1/min. Dies ist durch das Einstellen des sich nach dem Anfahren einstellenden Arbeitspunkts zu erklären. Ab der Windgeschwindigkeit von 4 m/s ist ein nahezu exakt linearer Zusammenhang erkennbar. Anschließend stellt sich nach dem Erreichen der Nennleistung (vgl. Abbildung 6.5) bei ca. 14 m/s eine annähernd konstante Drehzahl von ca. 2600 1/min ein.

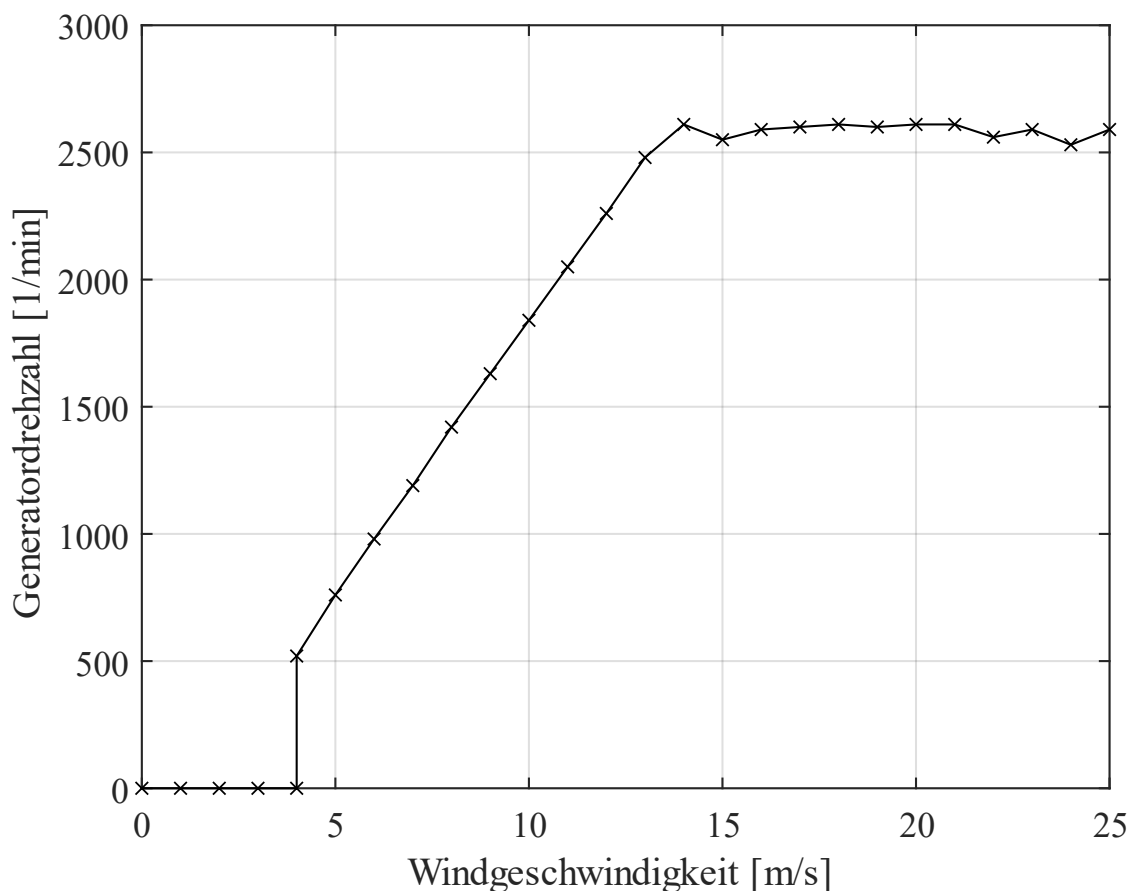


Abbildung 6.6 Generator Drehzahl in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit

In Abbildung 6.7 ist der Verlauf des Pitchwinkels dargestellt. Wie zu erwarten beträgt dieser 0° bis zum Erreichen der Nennleistung. Bemerkenswert ist der verhältnismäßig große Sprung bei der Windgeschwindigkeit von 14 m/s, ab dem der Pitchwinkel stetig steigt. Der Graph impliziert, dass der Pitchwinkel einer linearen Abhängigkeit unterliegt, jedoch ist dieser von der hinterlegten c_p - λ -Kennlinie (Siehe Kapitel 5.1) abhängig, die bekanntermaßen nicht linear verläuft. Würde man die Windgeschwindigkeit und daraus resultierend auch den Pitchwinkel noch weiter erhöhen, würde sich die c_p - λ -Kennlinie der X-Achse annähern (Siehe Abbildung 5.2, sodass der Pitchwinkel ab einem gewissen Punkt nicht mehr steigen würde. So ist der Ausschnitt des Pitchwinkels kritisch zu beäugen.

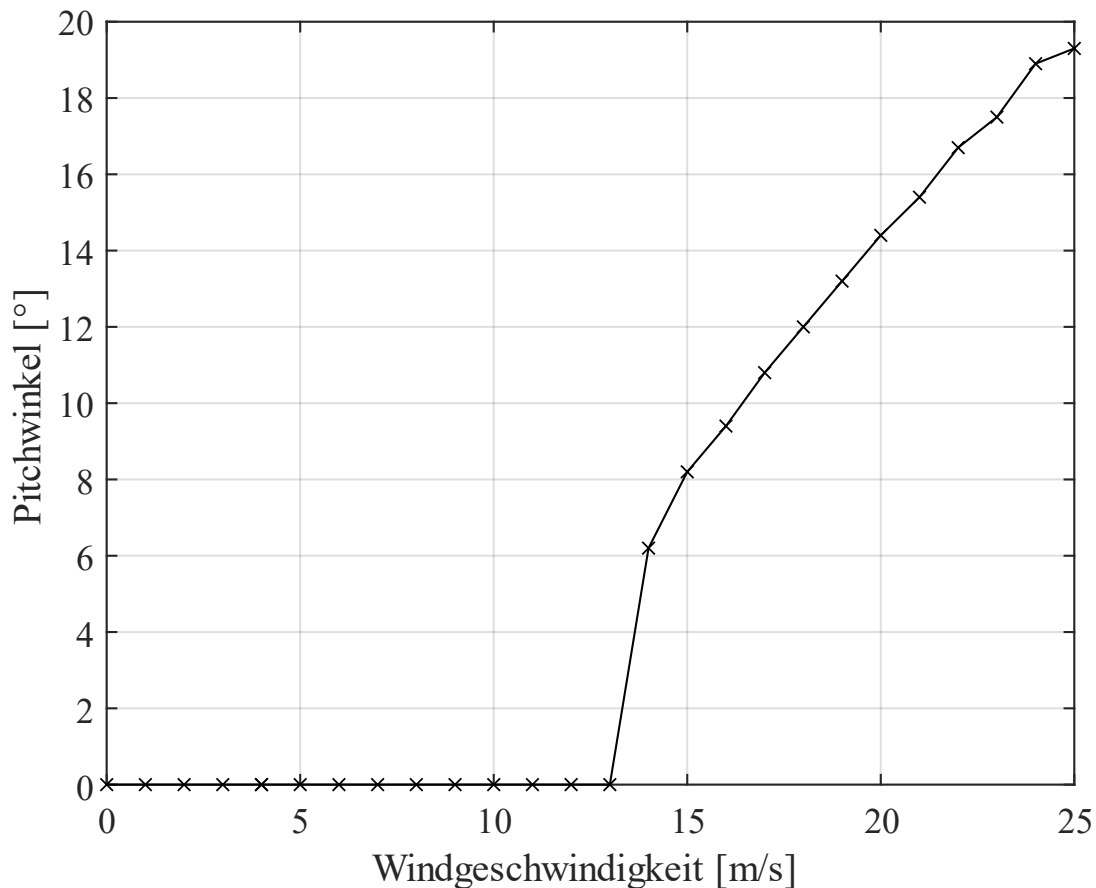


Abbildung 6.7 Pitchwinkel in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit

6.4.2 Widerstandslastvariation

Nachdem nun das Verhalten des Modells bei einer konstanten elektrischen Last untersucht wurde, wird nun das Verhalten des Modells bei Variation eben dieser Last untersucht. Im vorherigen Teil wurde eine elektrische Last in Form von drei in Sternschaltung verbundenen Schiebewiderständen mit einem Widerstand von je 10 Ohm verwendet. Nun wird in diesem Abschnitt zusätzlich das Modell für die Widerstände bei jeweils 20 Ohm und 30 Ohm vermessen.

Wie im vorherigen Abschnitt werden vor allem den Generatordrehzahlen und -leistungen sowie den Pitchwinkeln Beachtung geschenkt.

In Abbildung 6.8 ist die Generatorleistung zu sehen. Der Verlauf für die Widerstände von 10 Ohm sind identisch zum vorherigen Teil und wurden dementsprechend übernommen. In den anderen beiden Verläufen ist ebenfalls der kubische Zusammenhang und der Sprung bei Windgeschwindigkeit 4 m/s zu erkennen. Direkt ins Auge fällt der abrupte Fall der Generatorleistung auf 0 W bei der Windgeschwindigkeit von 14 m/s.

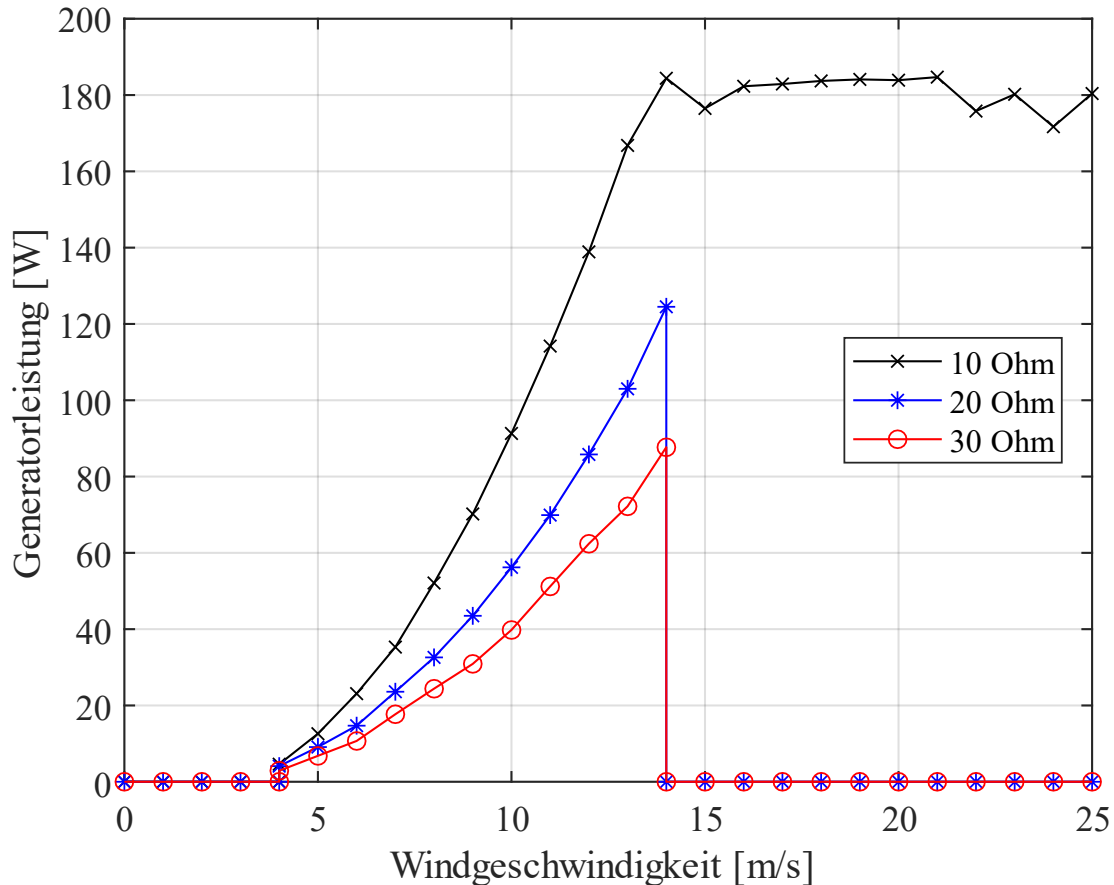


Abbildung 6.8 Generatorleistungen bei einer maximalen Rotorleistung von 200 W

Um den Auslöser dessen zu finden, ist eine Betrachtung der Abbildung 6.9 unabdinglich. Diese zeigt die Generatordrehzahlen auf für die drei verschiedenen Widerstände. Entsprechend des abrupten Falls in Abbildung 6.8 ist dieser hier ebenfalls bei einer Drehzahl von ca. 2800 1/min zu finden. Dies entspricht der Nenndrehzahl des Motors, sodass ab diesem Punkt die Drehzahlabschaltung ausgelöst wurde. Dies dient der Vorbeugung von erhöhtem Verschleiß oder gar dem Zerstören der verwendeten Komponenten. Als Fazit ist daraus zu ziehen, dass für einen durchgehenden Betrieb die Generatorleistung für die Widerstände von 10 bis 30 Ohm nicht über 90 W (maximale Leistung bei 30 Ohm aus der Abbildung 6.8) liegen dürfen. Dementsprechend wurde die maximale Rotorleistung auf 100W innerhalb des Programms in Matlab angepasst, sodass ab 100 W Rotorleistung gepitcht wird. Für noch größere Widerstände als 10 Ohm würde sich mit dem Annähern von großen Ohmzahlen der Leerlauf einstellen. Dies hätte eine noch geringere maximale Leistung des Generators zur Folge.

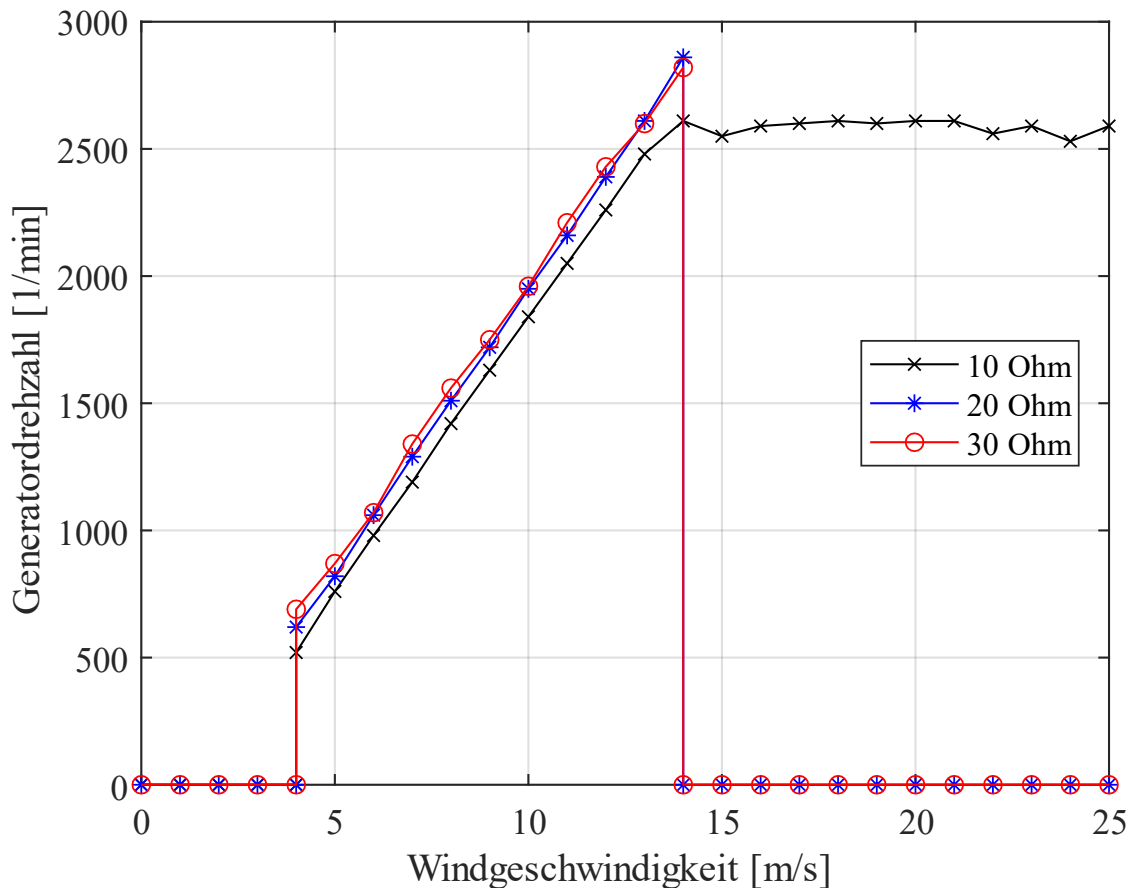


Abbildung 6.9 Generator Drehzahlen bei einer maximalen Rotorleistung von 200 W

Als Folge der eben aufgeführten Begründung wurde die maximale Rotorleistung auf 100 W begrenzt und die Messungen für die drei Widerstände erneut durchgeführt. Durch die Änderung der maximalen Rotorleistungen bedarf es der erneuten Vermessung für die Widerstände von 10 Ohm, sodass nicht auf die Datensätze aus der Windlastvariation zurückgegriffen werden konnte.

In Abbildung 6.10 sind die Verläufe der Generatorleistung für die drei Widerstände aufgezeigt. Ziel der Anpassung der maximalen Rotorleistung war es, die Drehzahlabschaltung zu verhindern. Dies scheint entsprechend der Daten der Abbildung 6.11 gelungen. Auffallend ist die geringer werdende Generatorleistung für größer werdende Widerstände. So stellt sich eine Nennleistung in Abhängigkeit der angeschlossenen Widerstände ein. Auch ist die Windgeschwindigkeit, ab der die Rotorblätter angestellt werden, nicht für jeden Widerstand identisch. Die Geschwindigkeit erhöht sich gleichermaßen mit dem angeschlossenen Widerstand.

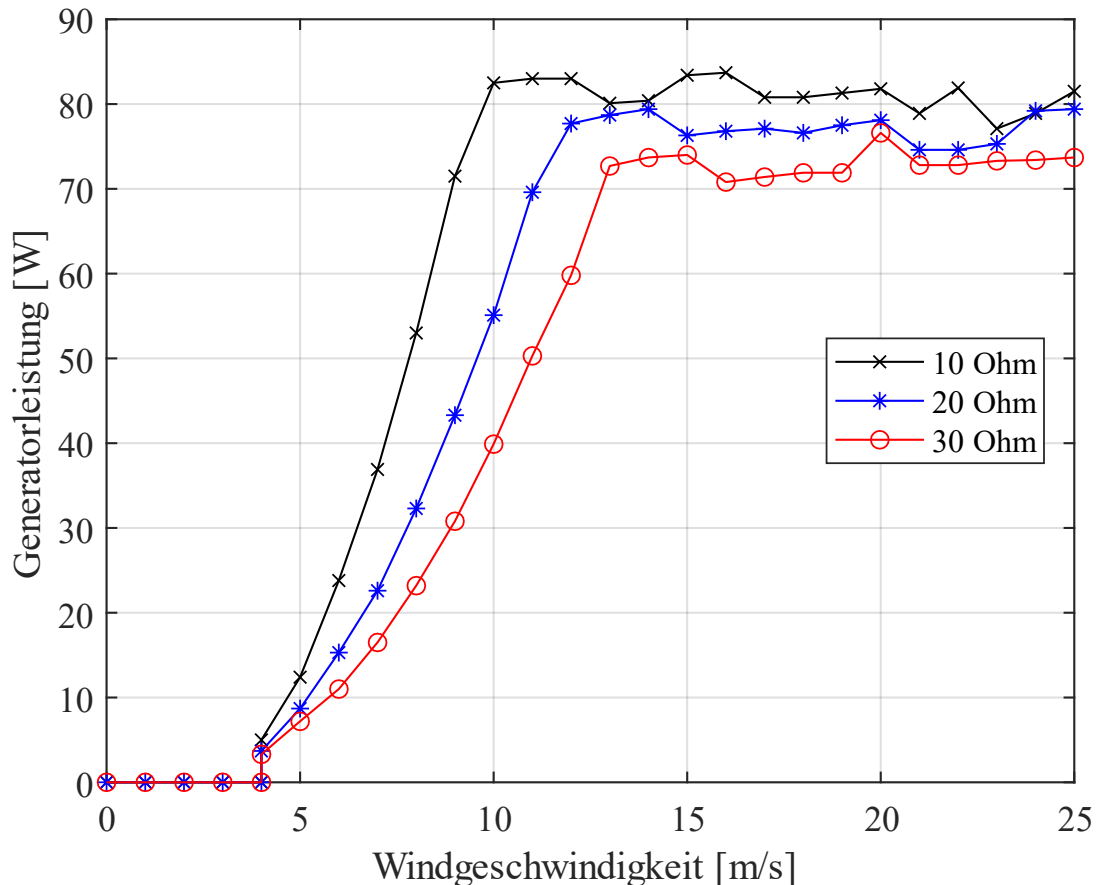


Abbildung 6.10 Generatorleistungen bei einer maximalen Rotorleistung von 100 W

In der Abbildung 6.11 sind die Generator Drehzahlen visualisiert. Wie auch in den vorherigen Verläufen der Generator Drehzahl, ist hier der Sprung, bedingt durch das Anfahren auf 400 1/min, sehr deutlich zu erkennen. Auch der zuvor erkannte lineare Zusammenhang bis zur jeweiligen Nennwindgeschwindigkeit ist eindeutig erkennbar. Die maximalen Drehzahlen stehen ebenfalls unter dem Einfluss des angeschlossenen Widerstands. Bei einem Widerstand von 10 Ohm liegt die maximale Drehzahl bei ca. 1700 1/min, bei 30 Ohm hingegen bei ca. 2700 1/min. Der Graph des 20 Ohm Widerstands reiht sich nahezu mittig in die beiden ein. Anzumerken sind ggf. auch die unterschiedlichen Arbeitspunkte bei der Windgeschwindigkeit von 4 m/s. So unterscheiden sich die Drehzahlen bei dieser Windgeschwindigkeit um ca. 200 1/min.

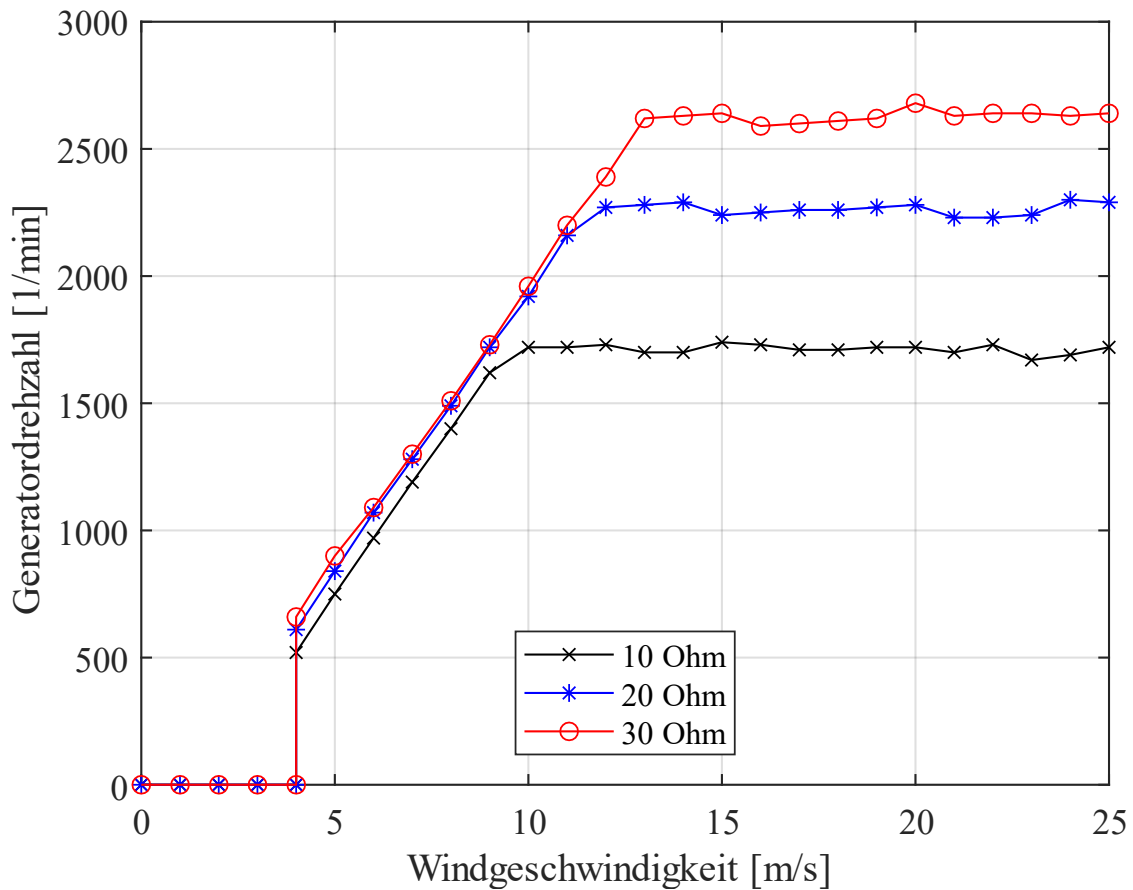


Abbildung 6.11 Generator Drehzahlen bei einer maximalen Rotorleistung von 100 W

Wie aus den beiden vorherigen Abbildungen zu erwarten, verlaufen die Graphen der Pitchwinkel der drei Widerstände, abgebildet in der Abbildung 6.12. So beginnt die Leistungsregelung bei 10 Ohm deutlich früher als bei 30 Ohm. Auch erreicht der Pitchwinkel α bei 10 Ohm einen deutlich höheren Wert. Anhand dieser Abbildung ist auch der nicht linear vermutete Zusammenhang zwischen dem Pitchwinkel und der Windgeschwindigkeit zu erkennen.

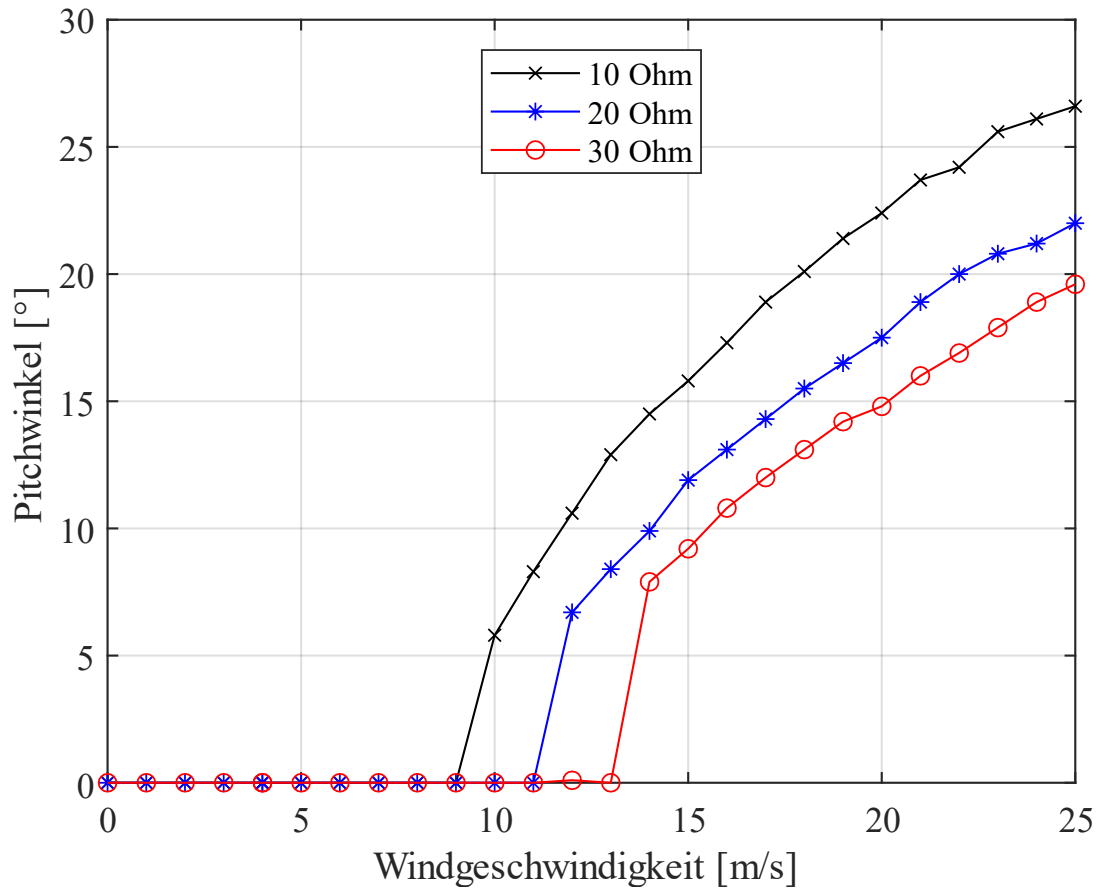


Abbildung 6.12 Pitchwinkel bei einer maximalen Rotorleistung von 100 W

7 Zusammenfassung und Ausblick

Im Allgemeinen lässt sich behaupten, dass es gelungen ist, ein Triebstrangmodell einer Windenergieanlage zu konstruieren. Das Modell verhält sich in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit ähnlich einer Windenergieanlage. Die Leistungskurve stimmt mit dem zu erwartenden Graphen über ein. Die Leistungsregelung durch das Verstellen des Pitchwinkels hat ebenfalls funktioniert.

In diesem Modell sind allerdings noch einige Sachen unberücksichtigt geblieben, denen ggf. in einer anschließenden Projektarbeit Beachtung geschenkt werden kann. Eine Möglichkeit wäre das System auf ihre Dynamik hin zu untersuchen und durch einen passenden Regleransatz das Aufschwingen nach Sprung der Eingangsgröße zu verhindern. Darüber hinaus könnte das System dahingehend beeinflusst werden, dass das Modell stets beim maximalen c_p -Wert läuft. Empfehlenswert wäre eine Verschaltung eines Wechselrichters. Der Gleichrichter des Synchrongenerators kann genutzt werden, um eine Gleichspannung zu erhalten. So wäre auch eine Netzkopplung mit den in Kapitel 3 erwähnten Komponenten möglich, um das System im Verbund untersuchen zu können.

Möglich wäre zudem das Hinterlegen eines Windprofils, welches „durchfahren“ wird. So wäre es nicht nötig, die Windgeschwindigkeit per Hand zu verstellen. Darüber hinaus wäre es möglich noch die Dynamik und das Verhalten des Modells zu untersuchen.

Auch wäre zu Laborzwecken und der späteren Untersuchung und Analyse ein Implementieren einer möglichen Speicherung der Daten in Erwägung zu ziehen. Darüber hinaus ließe sich durch eine einfache Variation der Modellparameter auch andere Anlagentypen untersuchen, die miteinander verglichen werden können. Zum Beispiel ein größerer Rotordurchmesser oder ein dazwischen geschaltetes Getriebe wären nur wenige Möglichkeiten, die durch das Anpassen zweier Parameter innerhalb der App einfacherweise verstellt werden können.

Da das Modell hauptsächlich zu Präsentationszwecken dienen soll, wäre an eine Art Turmkonstruktion zu denken. Hierbei wäre eine vertikale Anordnung der Motor-Generatorgruppe möglich, sodass der Motor im Turm „verschwindet“. Zusätzlich könnte sich ein modellhafter Rotor drehen, sodass es den Besuchern den Anschein gibt, dass der Generator durch den Wind angetrieben wird. Eine Anordnung nach Abbildung 3.1 wäre bereits ein gutes Beispiel.

Zusätzlich wäre ein Einsatz von Messtechnik sinnvoll, der auf die Modellparameter ausgelegt ist, sodass die Genauigkeit des Modells steigt. Ein Beispiel dafür wäre ein Messtransformator, der für die Spannungsebene um 24 V und den Frequenzbereich von 0-150 Hz ausgelegt ist.

Literaturverzeichnis

- Ali, A.B.M. Shawkat (Bearb.). 2013.** *Smart Grids - Opportunities, Developments, and Trends.* London : Springer, 2013.
- Crastan, Valentin und Westermann, Dirk. 2018.** *Elektrische Energieversorgung 3 - Dynamik, Regelung und Stabilität, Versorgungsqualität, Netzplanung, Betriebsplanung und -führung, Leit- und Informationstechnik, FACTS, HGÜ.* Berlin : Springer Vieweg, 2018.
- Farschtschi, Ali. 2016.** *Elektromaschinen in Theorie und Praxis.* Berlin : VDE Verlag, 2016.
- Fischer, Rolf. 2009.** *Elektrische Maschinen.* München : Hanser Verlag, 2009.
- Gasch, Robert und Twele, Jochen (Hrsg.). 2015.** *Windkraftanlagen - Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb.* Wiesbaden : Springer Verlag, 2015.
- Hagl, Rainer. 2015.** *Elektrische Antriebstechnik.* München : Hanser Verlag, 2015.
- Hau, Erich. 2016.** *Windkraftanlagen.* Berlin : Springer Vieweg, 2016.
- Heier, Siegfried. 2017.** *Windkraftanlagen - Systemauslegung, Netzintegration und Regelung.* Wiesbaden : Springer Vieweg, 2017.
- Heuck, Klaus, Dettmann, Klaus-Dieter und Schulz, Detlef. 2013.** *Elektrische Energieversorgung.* Wiesbaden : Springer Vieweg, 2013.
- Kaltschmitt, Martin, Streicher, Wolfgang und Wiese, Andreas (Hrsg.). 2013.** *Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte.* Berlin : Springer Vieweg, 2013.
- Muhs, Dieter, et al. 2007.** *Tabellenbuch in Roloff/ Matek Maschinenelemente - Normung, Berechnung, Gestaltung.* Wiesbaden : Vieweg+Teubner, 2007.
- Nagel, Thomas. 2008.** *Zahnriemengetriebe - Eigenschaften, Normung, Berechnung, Gestaltung.* München : Hanser Verlag, 2008.
- Perneder, Raimund. 2009.** *Handbuch Zahnriementchnik.* Berlin : Springer Vieweg, 2009.
- Wittel, Herbert, Jannasch, Dieter und Voßiek, Joachim. 2016.** *Roloff/Matek Maschinenelemente Formelsammlung.* Wiesbaden : Springer Vieweg, 2016.

Anhang

A Modulerklärung des Programms

In diesem Abschnitt sollen die jeweiligen Module genannt und deren Funktion erklärt werden. Dabei unterscheiden sich diese Module in der Art ihres Aufrufs. Sogenannte Callbacks werden durch Aktionen in der grafischen Oberfläche aufgerufen und ausgeführt. Im Gegenzug dazu stehen die Funktionen, die nicht durch Aktionen innerhalb der grafischen Oberfläche ausgeführt werden.

A.1 Callbacks

Die Callbacks werden wie bereits beschrieben durch Aktionen des Anwenders ausgelöst. Im Folgenden sind sämtliche beschrieben.

StarupFcn

Als automatisch generierter Callback wird dieser aufgerufen, wenn die App gestartet wird. Hauptsächlich initialisiert dieser die Diagramme und die Bedienelemente. Zusätzlich ruft dieser die Funktion „cp_lambda_matrix“ auf, welche eine Matrix mit den c_p -Werten in Abhängigkeit der Schnelllaufzahl und des Pitchwinkels ausgibt. Diese bleibt bis zum Beenden der App gespeichert und dient der Bestimmung des c_p -Wertes des Arbeitspunktes.

StartButtonPushed

Dieser Callback initialisiert die Session der DAQ und definiert die dafür benötigten Parameter, wie die Anzahl der AO/AI-Kanäle oder der DAQ-Rate. Er wird ausgeführt, sobald der Startknopf gedrückt wurde. Außerdem werden die Listener deklariert, die beim Eintreffen bestimmter Events ausgeführt werden. Ebenso werden die Bedienelemente aktualisiert, sodass in diesem Fall nicht erneut der Startknopf gedrückt werden kann.

StopButtonPushed

Sobald der Stoppknopf gedrückt wird, wird die DAQ-Session beendet und gelöscht. Da jedoch nach dem Löschen der zuletzt übergebene Wert per AO weiterhin als Spannung anliegt, ist es unabdingbar diesen Wert auf 0V zu setzen, sodass dies innerhalb dieses Callbacks geschieht. Ebenfalls werden die Bedienelemente aktualisiert.

YmaxminSpinnerValueChanged

Dieser Callback aktualisiert die Y-Achsgrenzen des Generatorleistungsdiagramms, sobald diese verändert werden.

DataAcquisitionLiveCloseRequest

Ausgelöst durch das Betätigen des Schließenknopfes in der oberen rechten Ecke, wird um eine Bestätigung gebeten und entweder abgebrochen oder geschlossen.

AnfahrenButtonPushed

Das Betätigen des Anfahrknopfes setzt die Variable Betriebszustand auf Anfahren und aktualisiert die Bedienelemente.

AbfahrenButtonPushed

Wie beim Anfahrknopf werden gleichermaßen der Betriebszustand und die Bedienelemente aktualisiert.

WindgeschwindigkeitmsSliderValueChanged

Dieser Callback wird ausgelöst, wenn der Schieber der Windgeschwindigkeit verschoben wird. Dieser rundet den neuen Wert auf die nächste ganze Zahl und ist mit einer simulierten Trägheit behaftet. So ist ein Sprung über mehrere Meter pro Sekunde zwar möglich, jedoch ist erhöht sich der Wert der Windgeschwindigkeit nur je einen Meter pro Sekunde pro Sekunde. Als Beispiel wäre ein Sprung von 4 m/s auf 7 m/s zu nennen. Es bedarf dementsprechend drei Sekunden, um die Geschwindigkeit von 7 m/s zu erreichen, da zwischenzeitlich bei 5 und 6 m/s je eine Sekunde gewartet wird. Dies soll zu schnellen Sprüngen vorbeugen, die das Modell zum Stillstand bringen könnten.

A.2 Funktionen

Die Funktionen, die nicht auf die grafische Nutzeroberfläche reagieren, werden im folgenden beschrieben.

cp_lambda_matrix

Eingangsgrößen: -

Ausgangsgrößen: cp, Lambda

Diese Funktion ist in einem separaten Matlab-File und wird zu Beginn in dem Callback der „StartupFcn“ aufgerufen und ausgeführt. Sie berechnet eine Matrix mit cp-Werten in Abhängigkeit der Schnelllaufzahl und des Pitchwinkels. Der Schnelllaufzahlvektor ist auf den Bereich von 0 – 18 begrenzt und ist in 0,1er Schritten aufgelöst. Gleiches gilt für den Vektor des Pitchwinkels, jedoch in den Grenzen von 0 bis 45 °. So übergibt dieser eine Matrix mit 451 Zeilen und 181 Spalten,

jeweils mit dem c_p -Wert der jeweiligen Schnelllaufzahl und des jeweiligen Pitchwinkels. Die Approximation ist in Abschnitt 5.1 aufgeführt.

WEA_GUI

Eingangsgrößen: c_p , Windgeschwindigkeit, WEA_Modell_Drehzahl, Ankerstrom_soll, Betriebszustand

Ausgangsgröße: Ankerstrom_soll, Netzgeraet_Spannung, WEA_alpha, c_p _Modell, lambda_Modell, P_{Wind} , P_{Rotor} , Windgeschwindigkeit, Betriebszustand, WEA_Rotor_Drehzahl

Innerhalb dieser Funktion werden die verschiedenen Parameter in Abhängigkeit des Betriebszustandes berechnet und gibt diese für die Anzeige in der grafischen Nutzeroberfläche aus. Ebenfalls beinhaltet diese Funktion die Leistungsbegrenzung über die Verstellung des Blattwinkels, sodass die Rotorleistung nicht die maximal erlaubte Leistung übersteigt. Sofern die Anlage durch das Betätigen des Knopfes an- oder abgefahren wird, steigert oder verringert sich der Sollwert des Ankerstroms. Im Lastbetrieb berechnet sich dieser wie in Abbildung 5.1 abgebildet.

dataRequired_Callback

Diese Funktion wird ausgeführt, wenn innerhalb der DAQ-Session das Event „Data Required“ eintritt. Sie führt die eben beschriebene Funktion „WEA_GUI“ aus und speichert die auszugebenden Daten zwischen. Außerdem werden je nach Betriebszustand Bedienelemente, Anzeigefelder und Diagramme aktualisiert.

dataAvailable_Plot

Im Falle des Auftretens des Events „Data Available“ der DAQ-Session aktualisiert diese Funktion das Diagramm der Generatorleistung. Je nach ausgewähltem Zeitfenster werden die Messdaten in der entsprechenden Anzahl zwischengespeichert und visualisiert.

dataAvailable_Frequenz

Zeitgleich zur eben erklärten Funktion berechnet diese Funktion die Frequenz der Generatorspannung. Aus dem Zählen der Nulldurchgänge des Eingangssignal in der Funktion „ZeroCrossing-Counter“ wird die Frequenz berechnet. Das Zählen eben dieser übernimmt die folgend beschriebene Funktion. Momentan wird die Frequenz einmal pro Sekunde aus den Messwerten der letzten Sekunde berechnet. Zwischenzeitlich wurde sie jedoch alle 100 ms berechnet, wobei dies in Performanceproblemen resultierte und oftmals zum Aufhängen der App führte. Aus diesem Grund wurde von den 100 ms abgesehen. In dem Kapitel 5.4.3 wird die Berechnung genauer ausgeführt.

ZeroCrossingCounter

Diese Funktion beinhaltet die Deklaration des „ZeroCrossingDetector“ und zählt die Nulldurchgänge des Eingangssignals. Sie wird durch „dataAvailable_Frequenz“ aufgerufen.

storeDatainBuffer

Innerhalb dieser Funktion werden die Daten entsprechend einer maximalen Puffergröße zwischengespeichert. Sie wird von der Funktion „dataAvalable_Plot“ aufgerufen und gibt den entsprechenden Puffer aus.

closeApp_Callback

Bevor die App komplett geschlossen wird, wird die DAQ-Session geschlossen und alle Listener gelöscht.

B Messwerte des Versuchs

Tabelle B.1 Messwerte für 10 Ohm bei 200 W

v_w [m/s]	P_{Wind} [W]	P_{Rot} [W]	c_p	λ [-]	α [°]	n [1/min]	U_A [V]	I_A [A]	P_{Mot} [W]	U_L [V]	I_{Str} [A]	P_{Gen} [W]	f [Hz]	Betriebszustand
0	0,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Stillstand
1	0,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Stillstand
2	3,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Stillstand
3	13,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Stillstand
4	30,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Stillstand
4	30,8	12,2	0,397	6,8	0	520	5,00	3,07	15,4	8,1	0,33	4,6	26,0	Lastbetrieb
5	60,1	22,4	0,373	8,0	0	760	7,07	3,86	27,3	11,9	0,61	12,6	38,0	Lastbetrieb
6	103,9	34,6	0,333	8,6	0	980	9,04	4,62	41,7	15,5	0,86	23,1	49,0	Lastbetrieb
7	165,0	50,6	0,306	8,9	0	1190	10,80	5,56	60,1	18,8	1,08	35,3	59,5	Lastbetrieb
8	246,3	65,4	0,266	9,3	0	1420	12,78	6,03	77,0	22,4	1,34	52,1	71,0	Lastbetrieb
9	350,7	85,2	0,243	9,5	0	1630	14,55	6,83	99,4	25,4	1,59	70,2	81,0	Lastbetrieb
10	481,1	111,1	0,231	9,6	0	1840	16,49	7,90	130,2	28,7	1,84	91,3	92,0	Lastbetrieb
11	640,3	132,0	0,206	9,8	0	2050	18,43	8,42	155,2	32,0	2,06	114,2	102,5	Lastbetrieb
12	831,3	160,6	0,193	9,9	0	2260	20,33	9,29	189,0	35,4	2,27	138,9	113,0	Lastbetrieb
13	1056,9	190,2	0,18	10,0	0	2480	22,20	10,00	222,0	38,5	2,50	166,8	124,0	Lastbetrieb
14	1320,0	194,7	0,147	9,8	6,2	2610	23,32	9,76	227,6	40,4	2,63	184,4	130,0	Lastbetrieb
15	1623,6	194,8	0,12	8,9	8,2	2550	22,85	9,99	228,3	39,7	2,57	176,5	127,5	Lastbetrieb
16	1970,4	196,8	0,1	8,5	9,4	2590	23,19	9,94	230,5	40,2	2,62	182,3	129,5	Lastbetrieb
17	2363,4	195,6	0,083	8,0	10,8	2600	23,26	9,84	228,9	40,2	2,63	182,9	130,0	Lastbetrieb
18	2805,5	195,3	0,07	7,6	12	2610	23,32	9,79	228,3	40,3	2,63	183,7	130,5	Lastbetrieb
19	3299,6	195,6	0,059	7,2	13,2	2600	23,29	9,84	229,2	40,4	2,63	184,1	130,0	Lastbetrieb
20	3848,5	198,6	0,052	6,8	14,4	2610	23,29	9,95	231,8	40,2	2,64	183,9	130,5	Lastbetrieb
21	4455,1	199,2	0,045	6,5	15,4	2610	23,32	9,98	232,9	40,5	2,63	184,7	130,5	Lastbetrieb
22	5122,3	198,0	0,039	6,1	16,7	2560	22,78	10,00	227,8	39,5	2,57	175,8	127,5	Lastbetrieb
23	5853,0	192,7	0,033	5,9	17,5	2590	23,09	9,73	224,6	39,9	2,61	180,2	129,5	Lastbetrieb
24	6650,1	187,2	0,028	5,5	18,9	2530	22,47	9,68	217,5	39,2	2,53	171,7	126,5	Lastbetrieb
25	7516,5	197,1	0,026	5,4	19,3	2590	23,09	9,95	229,8	40,0	2,60	180,4	129,5	Lastbetrieb

Tabelle B.2 Messwerte für 20 Ohm bei 200 W

v_w [m/s]	P_{Wind} [W]	P_{Rot} [W]	c_p	λ [-]	α [°]	n [1/min]	U_A [V]	I_A [A]	P_{Mot} [W]	U_L [V]	I_{Str} [A]	P_{Gen} [W]	f [Hz]	Betriebszustand
0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
1	0,5	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
2	3,8	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
3	13,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
4	30,8	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
4	30,8	11,3	0,368	8,1	0,0	620	5,47	2,39	13,1	10,1	0,23	4,1	31,0	Lastbetrieb
5	60,1	18,4	0,306	8,9	0,0	820	7,34	2,84	20,8	14,3	0,37	9,1	42,5	Lastbetrieb
6	103,9	27,6	0,266	9,3	0,0	1060	8,91	3,41	30,3	17,2	0,49	14,7	53,0	Lastbetrieb
7	165,0	38,1	0,231	9,6	0,0	1290	10,81	3,86	41,8	21,3	0,64	23,6	65,0	Lastbetrieb
8	246,3	47,6	0,193	9,9	0,0	1510	12,44	4,12	51,3	24,8	0,76	32,6	75,5	Lastbetrieb
9	350,7	63,1	0,180	10,0	0,0	1720	14,21	4,80	68,2	28,3	0,89	43,5	86,0	Lastbetrieb
10	481,1	73,4	0,153	10,2	0,0	1950	16,01	4,92	78,9	32,2	1,01	56,2	97,5	Lastbetrieb
11	640,3	88,7	0,138	10,3	0,0	2160	17,71	5,37	95,1	35,5	1,14	69,9	108,5	Lastbetrieb
12	831,3	103,2	0,124	10,4	0,0	2390	19,45	5,65	109,8	39,4	1,26	85,8	119,5	Lastbetrieb
13	1056,9	115,7	0,109	10,5	0,0	2610	21,25	5,80	123,2	43,1	1,38	103,0	130,5	Lastbetrieb
14	1320,0	104,7	0,079	10,7	0,0	2860	23,36	5,73	133,7	47,0	1,53	124,5	143,5	Lastbetrieb
14	1320,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
15	1623,6	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
16	1970,4	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
17	2363,4	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
18	2805,5	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
19	3299,6	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
20	3848,5	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
21	4455,1	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
22	5122,3	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
23	5853,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
24	6650,1	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
25	7516,5	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand

Tabelle B.3 Messwerte für 30 Ohm bei 200 W

v_w [m/s]	P_{Wind} [W]	P_{Rot} [W]	c_p	λ [-]	α [°]	n [1/min]	U_A [V]	I_A [A]	P_{Mot} [W]	U_L [V]	I_{Str} [A]	P_{Gen} [W]	f [Hz]	Betriebszustand
0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
1	0,5	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
2	3,8	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
3	13,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
4	30,8	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
4	30,8	9,1	0,297	9,0	0,0	690	5,78	1,73	10,0	11,6	0,16	2,9	31,5	Lastbetrieb
5	60,1	17,2	0,287	9,1	0,0	870	7,38	2,59	19,1	15,0	0,26	6,8	44,0	Lastbetrieb
6	103,9	27,6	0,266	9,3	0,0	1070	8,87	3,37	29,9	18,2	0,34	10,7	54,0	Lastbetrieb
7	165,0	29,7	0,180	10,0	0,0	1340	10,98	2,90	31,8	22,4	0,46	17,7	67,0	Lastbetrieb
8	246,3	37,6	0,153	10,2	0,0	1560	12,68	3,15	40,0	26,2	0,54	24,4	78,0	Lastbetrieb
9	350,7	53,5	0,153	10,2	0,0	1750	14,08	4,00	56,3	29,3	0,61	30,9	87,0	Lastbetrieb
10	481,1	66,6	0,138	10,3	0,0	1960	9,80	4,45	70,0	33,1	0,69	39,8	98,0	Lastbetrieb
11	640,3	70,1	0,109	10,5	0,0	2210	17,61	4,15	73,1	37,4	0,79	51,2	110,5	Lastbetrieb
12	831,3	78,6	0,095	10,6	0,0	2430	19,38	4,23	82,0	41,3	0,87	62,4	121,5	Lastbetrieb
13	1056,9	115,7	0,109	10,5	0,0	2600	20,67	5,82	120,3	44,0	0,95	72,2	130,0	Lastbetrieb
14	1320,0	144,5	0,109	10,5	0,0	2820	22,75	6,70	152,4	48,4	1,05	87,7	143,0	Lastbetrieb
14	1320,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
15	1623,6	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
16	1970,4	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
17	2363,4	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
18	2805,5	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
19	3299,6	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
20	3848,5	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
21	4455,1	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
22	5122,3	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
23	5853,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
24	6650,1	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
25	7516,5	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand

Tabelle B.4 Messwerte für 10 Ohm bei 100 W

v_w [m/s]	P_{Wind} [W]	P_{Rot} [W]	c_p	λ [-]	α [°]	n [1/min]	U_A [V]	I_A [A]	P_{Mot} [W]	U_L [V]	I_{Str} [A]	P_{Gen} [W]	f [Hz]	Betriebszustand
0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
1	0,5	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
2	3,8	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
3	13,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
4	30,8	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
4	30,8	12,2	0,397	6,8	0,0	520	4,96	3,07	15,3	8,1	0,35	5,0	26,0	Lastbetrieb
5	60,1	22,7	0,378	7,9	0,0	750	6,97	3,96	27,6	11,8	0,61	12,4	37,5	Lastbetrieb
6	103,9	35,4	0,341	8,5	0,0	970	8,98	4,77	42,8	15,3	0,90	23,8	48,5	Lastbetrieb
7	165,0	50,6	0,306	8,9	0,0	1190	10,81	5,56	60,1	18,5	1,15	36,9	59,0	Lastbetrieb
8	246,3	68,1	0,276	9,2	0,0	1400	12,68	6,36	80,7	21,8	1,40	53,0	70,0	Lastbetrieb
9	350,7	89,2	0,254	9,4	0,0	1620	14,55	7,20	104,8	25,1	1,65	71,5	80,5	Lastbetrieb
10	481,1	98,6	0,205	9,0	5,8	1720	15,57	7,50	116,8	26,9	1,77	82,5	86,0	Lastbetrieb
11	640,3	99,4	0,155	8,2	8,3	1720	15,57	7,56	117,7	27,0	1,77	83,0	86,0	Lastbetrieb
12	831,3	98,9	0,119	7,5	10,6	1730	15,57	7,48	116,4	27,0	1,77	83,0	86,5	Lastbetrieb
13	1056,9	97,6	0,092	6,8	12,9	1700	15,33	7,51	115,2	26,4	1,75	80,1	85,0	Lastbetrieb
14	1320,0	97,8	0,074	6,4	14,5	1700	15,37	7,53	115,7	26,5	1,75	80,4	85,5	Lastbetrieb
15	1623,6	98,0	0,060	6,1	15,8	1740	15,61	7,36	114,9	26,8	1,80	83,4	86,5	Lastbetrieb
16	1970,4	99,1	0,050	5,7	17,3	1730	15,64	7,49	116,5	27,2	1,78	83,7	86,5	Lastbetrieb
17	2363,4	96,6	0,041	5,3	18,9	1710	15,40	7,39	113,8	26,5	1,76	80,8	85,5	Lastbetrieb
18	2805,5	99,6	0,036	5,0	20,1	1710	15,40	7,62	117,3	26,5	1,76	80,8	86,5	Lastbetrieb
19	3299,6	98,0	0,030	4,7	21,4	1720	15,44	7,45	115,0	26,7	1,76	81,3	85,5	Lastbetrieb
20	3848,5	93,8	0,024	4,5	22,4	1720	15,47	7,13	110,3	26,6	1,78	81,8	86,0	Lastbetrieb
21	4455,1	93,3	0,021	4,2	23,7	1700	15,23	7,18	109,3	26,2	1,74	78,9	84,5	Lastbetrieb
22	5122,3	97,4	0,019	4,1	24,2	1730	15,50	7,37	114,2	26,5	1,78	81,9	86,5	Lastbetrieb
23	5853,0	91,8	0,016	3,8	25,6	1670	14,99	7,19	107,8	25,9	1,72	77,1	83,5	Lastbetrieb
24	6650,1	95,5	0,014	3,7	26,1	1690	15,23	7,39	112,6	26,2	1,74	78,9	84,5	Lastbetrieb
25	7516,5	99,1	0,013	3,6	26,6	1720	15,47	7,53	116,5	26,7	1,76	81,5	86,5	Lastbetrieb

Tabelle B.5 Messwerte für 20 Ohm bei 100 W

v_w [m/s]	P_{Wind} [W]	P_{Rot} [W]	c_p	λ [-]	α [°]	n [1/min]	U_A [V]	I_A [A]	P_{Mot} [W]	U_L [V]	I_{Str} [A]	P_{Gen} [W]	f [Hz]	Betriebszustand
0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
1	0,5	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
2	3,8	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
3	13,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
4	30,8	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
4	30,8	11,5	0,373	8,0	0,0	610	5,41	2,46	13,3	9,9	0,22	3,7	30,5	Lastbetrieb
5	60,1	19,0	0,316	8,8	0,0	840	7,31	2,96	21,6	14,1	0,36	8,7	41,5	Lastbetrieb
6	103,9	27,6	0,266	9,3	0,0	1070	9,21	3,37	31,1	17,8	0,49	15,3	53,5	Lastbetrieb
7	165,0	38,1	0,231	9,6	0,0	1280	10,85	3,89	42,2	21,0	0,62	22,6	64,0	Lastbetrieb
8	246,3	50,8	0,206	9,8	0,0	1490	12,58	4,46	56,1	24,9	0,75	32,3	74,5	Lastbetrieb
9	350,7	63,1	0,180	10,0	0,0	1720	14,31	4,80	68,7	28,6	0,88	43,3	85,5	Lastbetrieb
10	481,1	80,1	0,166	10,1	0,0	1920	15,95	5,45	87,0	31,7	1,00	55,1	96,0	Lastbetrieb
11	640,3	88,7	0,138	10,3	0,0	2160	17,78	5,37	95,5	35,9	1,12	69,6	107,5	Lastbetrieb
12	831,3	99,0	0,119	9,9	6,7	2270	18,70	5,70	106,7	37,4	1,20	77,7	113,5	Lastbetrieb
13	1056,9	97,7	0,092	9,2	8,4	2280	18,77	5,60	105,2	37,7	1,21	78,7	114,5	Lastbetrieb
14	1320,0	98,1	0,074	8,6	9,9	2290	18,80	5,60	105,4	38,0	1,21	79,4	114,5	Lastbetrieb
15	1623,6	95,8	0,059	7,8	11,9	2240	18,46	5,59	103,3	37,5	1,18	76,3	112,0	Lastbetrieb
16	1970,4	95,2	0,048	7,4	13,1	2250	18,46	5,53	102,2	37,5	1,18	76,8	112,5	Lastbetrieb
17	2363,4	95,4	0,040	7,0	14,3	2260	18,53	5,52	102,4	37,3	1,19	77,1	112,5	Lastbetrieb
18	2805,5	98,0	0,035	6,6	15,5	2260	18,50	5,67	105,0	37,5	1,18	76,6	113,0	Lastbetrieb
19	3299,6	98,0	0,030	6,3	16,5	2270	18,60	5,65	105,1	37,7	1,19	77,5	113,5	Lastbetrieb
20	3848,5	99,6	0,026	6,0	17,5	2280	18,60	5,72	106,3	37,6	1,20	78,1	114,0	Lastbetrieb
21	4455,1	94,6	0,021	5,6	18,9	2230	18,26	5,55	101,3	36,6	1,18	74,6	111,5	Lastbetrieb
22	5122,3	92,8	0,018	5,3	20,0	2230	18,26	5,44	99,4	36,6	1,18	74,6	111,5	Lastbetrieb
23	5853,0	89,8	0,015	5,1	20,8	2240	18,29	5,25	95,9	36,9	1,18	75,3	112,0	Lastbetrieb
24	6650,1	94,4	0,014	5,0	21,2	2300	18,77	5,37	100,8	37,9	1,21	79,2	114,5	Lastbetrieb
25	7516,5	92,6	0,012	4,8	22,0	2290	18,77	5,29	99,3	38,0	1,21	79,4	114,5	Lastbetrieb

Tabelle B.6 Messwerte für 30 Ohm bei 100 W

v_w [m/s]	P_{Wind} [W]	P_{Rot} [W]	c_p	λ [-]	α [°]	n [1/min]	U_A [V]	I_A [A]	P_{Mot} [W]	U_L [V]	I_{Str} [A]	P_{Gen} [W]	f [Hz]	Betriebszustand
0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
1	0,5	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
2	3,8	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
3	13,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
4	30,8	0,0	0,000	0,0	0,0	0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	Stillstand
4	30,8	10,2	0,333	8,6	0,0	660	5,64	2,03	11,5	10,9	0,17	3,3	33,0	Lastbetrieb
5	60,1	15,3	0,254	9,4	0,0	900	7,51	2,22	16,7	15,1	0,27	7,2	44,5	Lastbetrieb
6	103,9	25,2	0,243	9,5	0,0	1090	9,04	3,03	27,4	18,5	0,34	11,0	54,5	Lastbetrieb
7	165,0	36,1	0,219	9,7	0,0	1300	10,68	3,63	38,8	22,0	0,43	16,5	65,0	Lastbetrieb
8	246,3	47,6	0,193	9,9	0,0	1510	12,31	4,12	50,7	25,6	0,52	23,2	75,5	Lastbetrieb
9	350,7	58,4	0,166	10,1	0,0	1730	13,97	4,41	61,7	29,5	0,60	30,8	87,0	Lastbetrieb
10	481,1	66,6	0,138	10,3	0,0	1960	15,71	4,45	69,8	33,3	0,69	39,9	98,0	Lastbetrieb
11	640,3	70,1	0,109	10,5	0,0	2200	17,54	4,17	73,1	37,0	0,79	50,3	110,0	Lastbetrieb
12	831,3	96,2	0,116	10,4	0,1	2390	18,94	5,27	99,7	40,3	0,86	59,8	119,5	Lastbetrieb
13	1056,9	99,9	0,095	10,6	0,0	2620	20,81	4,99	103,8	44,0	0,95	72,7	131,0	Lastbetrieb
14	1320,0	94,4	0,072	9,8	7,9	2630	20,91	4,70	98,2	44,7	0,95	73,7	132,0	Lastbetrieb
15	1623,6	95,5	0,059	9,2	9,2	2640	20,94	4,73	99,1	44,4	0,96	74,0	132,0	Lastbetrieb
16	1970,4	92,7	0,047	8,5	10,8	2590	20,50	4,68	96,0	43,6	0,94	70,8	129,5	Lastbetrieb
17	2363,4	96,2	0,041	8,0	12,0	2600	20,57	4,84	99,6	43,8	0,94	71,4	130,0	Lastbetrieb
18	2805,5	93,5	0,033	7,6	13,1	2610	20,64	4,68	96,7	44,0	0,94	71,9	130,0	Lastbetrieb
19	3299,6	93,8	0,028	7,2	14,2	2620	20,60	4,68	96,5	43,9	0,95	71,9	130,5	Lastbetrieb
20	3848,5	97,4	0,025	7,0	14,8	2680	21,22	4,75	100,8	45,3	0,98	76,6	134,0	Lastbetrieb
21	4455,1	93,2	0,021	6,6	16,0	2630	20,71	4,64	96,0	44,1	0,95	72,8	131,5	Lastbetrieb
22	5122,3	97,9	0,019	6,3	16,9	2640	20,74	4,85	100,6	44,4	0,95	72,8	132,0	Lastbetrieb
23	5853,0	93,0	0,016	6,0	17,9	2640	20,74	4,61	95,6	44,3	0,95	73,3	131,5	Lastbetrieb
24	6650,1	92,8	0,014	5,7	18,9	2630	20,77	4,62	95,9	44,6	0,95	73,4	131,5	Lastbetrieb
25	7516,5	94,2	0,013	5,5	19,6	2640	20,77	4,67	97,0	44,5	0,96	73,7	132,0	Lastbetrieb



Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung einer Abschlussarbeit

Gemäß der Allgemeinen Prüfungs- und Studienordnung ist zusammen mit der Abschlussarbeit eine schriftliche Erklärung abzugeben, in der der Studierende bestätigt, dass die Abschlussarbeit „– bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit [(§ 18 Abs. 1 APSO-TI-BM bzw. § 21 Abs. 1 APSO-INGI)] – ohne fremde Hilfe selbständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt wurden. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich zu machen.“

Quelle: § 16 Abs. 5 APSO-TI-BM bzw. § 15 Abs. 6 APSO-INGI

Dieses Blatt, mit der folgenden Erklärung, ist nach Fertigstellung der Abschlussarbeit durch den Studierenden auszufüllen und jeweils mit Originalunterschrift als letztes Blatt in das Prüfungsexemplar der Abschlussarbeit einzubinden.

Eine unrichtig abgegebene Erklärung kann -auch nachträglich- zur Ungültigkeit des Studienabschlusses führen.

Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung der Arbeit

Hiermit versichere ich,

Name: Kanitz

Vorname: Rouven

dass ich die vorliegende Bachelorarbeit bzw. bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit – mit dem Thema:

Konstruktion eines Funktionsmodells eines Windenergieanlagentriebstrangs zur Implementierung in ein Smart Grid

ohne fremde Hilfe selbständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

- die folgende Aussage ist bei Gruppenarbeiten auszufüllen und entfällt bei Einzelarbeiten -

Die Kennzeichnung der von mir erstellten und verantworteten Teile der -bitte auswählen- ist erfolgt durch:

Hamburg

Ort

01,10,2018

Datum

Unterschrift im Original