



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences

Masterarbeit

Markus Merten

Entwicklung eines parametrisierbaren Regelverfahrens und Identifikation von Optimierungsparametern für die Lastreduktion bei Windenergieanlagen

*Fakultät Technik und Informatik
Department Maschinenbau und Produktion*

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

Markus Merten
**Entwicklung eines parametrisierbaren
Regelverfahrens und Identifikation von
Optimierungsparametern für die
Lastreduktion bei Windenergieanlagen**

Masterarbeit eingereicht im Rahmen der Masterprüfung

im Studiengang nachhaltige Energiesysteme im Maschinenbau
am Department Maschinenbau und Produktion
der Fakultät Technik und Informatik
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

in Zusammenarbeit mit:
Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.
Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme
Am Seedeich 45
27572 Bremerhaven

Erstprüferin: Prof. Dr.-Ing. Birgit Koeppen
Zweitprüfer: Dr.-Ing. Tobias Meyer

Abgabedatum: 06.03.2019

Zusammenfassung

Markus Merten

Thema der Bachelorthesis

Entwicklung eines parametrisierbaren Regelverfahrens und Identifikation von Optimierungsparametern für die Lastreduktion bei Windenergieanlagen

Stichworte

Windenergieanlage, Regelung, kollektive Pitchregelung, individuelle Pitchregelung, CPC, IPC, Colmantransformation, Rotorkennfelder, Lastreduktion

Kurzzusammenfassung

Diese Arbeit stellt eine Regelarchitektur für Windenergieanlagen vor, legt sie anhand der fiktiven Windenergieanlage IWES 2,5MW Onshore aus und untersucht die Einflüsse einzelner Parameter. Die Bestimmung von Rotorkennfeldern und Linearisierung des Modells unterschiedlicher Betriebspunkte wird angestellt. Es werden Regelungen der Drehgeschwindigkeit mittels des Generatormoments und eines kollektiven Pitchwinkels, sowie der Blattbiegemomente mittels individueller Pitchwinkel eingeführt. Die Regelung der Blattbiegemomente erfolgt mittels transformierter Blattwurzelbiegemomente. Mögliche Kopplungen zwischen den Regelungen werden untersucht und fallen gering aus, was die Wahl dezentraler I-Regler für die Regelung der Blattbiegemomente berechtigt. Parameter der Regelarchitektur werden Komponentenweise auf ihre Einflüsse untersucht. Die Untersuchung erfolgt anhand von Simulationsdaten. Ergebnis der Untersuchung ist, dass mit der Drehzahlregelung sehr gering auf Lasten eingewirkt werden kann. Der IPC bietet die Möglichkeit die Blattlasten deutlich zu reduzieren, andere jedoch nicht nennenswert und dies zu Kosten einer sehr großen zusätzlichen Pitchaktivität. Eine Verschiebung der Betriebspunkte erbringt mittlere Reduktionen der schädigungsäquivalenten Lasten aller Bauteile. Der zusätzliche Pitchaufwand ist im Vergleich zum IPC gering.

Markus Merten

Title of the paper

Development of a parametrizable control method and identification of optimization parameters for load reduction in wind turbines

Keywords

Wind turbine, control, collective pitch control, individual pitch control, CPC, IPC, Colman transformation, rotor maps, load reduction

Abstract

This work presents a control architecture for wind turbines, describes them using the fictitious IWES 2.5 MW onshore wind turbine and examines the influences of individual parameters. The determination of rotor maps and linearization of the model of different operating points is made. It controls the rotational speed by means of the generator torque and a collective pitch angle, as well as the blade bending moments are introduced by means of individual pitch angle. Possible couplings between the regulations are examined and are small, so decentralized I-controllers for the control of the blade bending moments are chosen. Parameters of the control architecture are being researched for their influences. The investigation is based on simulation data. The results follow. speed control has very little effect on loads. IPC offers the ability to significantly reduce the blade load, but not others and at the cost of a very large additional pitch activity. A shift of the operating points yields average reductions of the damage equivalent loads of all components. The additional effort to pitch is low compared to the IPC

Inhalt

1	Themenvorstellung	1
1.1	Motivation	1
1.2	Aufgabenstellung und Struktur	2
2	Wissenschaftlicher Hintergrund	3
2.1	Einführung WEA	3
2.1.1	Physik einer WEA	4
2.1.2	Stand der Wissenschaft	6
2.2	Regelstrukturen.....	9
2.3	Darstellung von Übertragungsgliedern	10
2.4	Stabilitätskriterien	12
2.4.1	Polstellenüberprüfung	12
2.4.2	Spezielles Nyquist-Kriterium	13
2.4.3	Spezielles erweitertes Nyquist-Kriterium für MIMO-Systeme	16
2.5	Modellbildung.....	18
2.5.1	Vorstellung der Entwicklungsumgebung	18
2.5.2	Anlagenmodell der Simulation	18
2.6	Analyseverfahren	20
2.6.1	Sprungantwort.....	20
2.6.2	Anlagensimulation	20
2.6.3	Schädigungsäquivalente Lasten	22
2.6.4	Pitchaktivität, Leistung und Leistungsqualität	23
3	Systemanalyse	25
3.1	Rotorkennfelder	25
3.2	Linearisierung an Arbeitspunkten	28
4	Reglerentwicklung	34
4.1	Regelungsanforderungen und -ziele.....	34
4.1.1	Formale Anforderung.....	34
4.1.2	Regelungsziele	34
4.2	Drehzahlregelung.....	37
4.2.1	Grenzen der Produktionsregionen.....	37
4.2.2	Teillastregelung.....	38
4.2.3	Vollastregelung	43
4.3	Blattwurzelbiegemomenten IPC	51
4.3.1	Kopplung der IPC Kanäle	52
4.3.2	Auslegung des IPC-Reglers.....	55
4.4	Betriebsführungsregler	58
4.4.1	Trudelbetrieb	58
4.4.2	Anfahren	58
4.4.3	Produktionsbetrieb.....	58
4.4.4	Abfahren	58
4.4.5	Ein und Abschalten	60
4.4.6	Notstopp.....	60
5	Sensitivitätsanalyse	62
5.1	CPC Parameter.....	63
5.1.1	Reglerverstärkungen	63
5.1.2	CPC-Filter.....	67
5.1.3	CPC-Übergang zwischen Voll- und Teillastbetrieb	69
5.2	IPC-Parameter	70
5.2.1	IPC-Reglerverstärkung	70

5.2.2	IPC Spannweite.....	74
5.2.3	IPC-Modi.....	75
5.3	Globale Änderungen.....	79
5.4	Vergleich.....	84
6	Zusammenfassung und Ausblick	87
7	Anlagen.....	90
7.1	Reglerübersicht	90
7.2	<i>mLife</i> Inputfile	92
8	Literaturverzeichnis	94

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Darstellung eines einfachen Regelkreises	9
Abbildung 2: Ortskurve eines PT4 Gliedes aus zwei PT2 Gliedern mit zwei unterschiedlichen P-Reglern	14
Abbildung 3: Bodediagramm der offenen Übertragungsfunktionen mit Kennzeichnung kritischer Stellen zur Beurteilung der Stabilität des geschlossenen Regelkreises.	15
Abbildung 4: Gershgorindiagramm des offenen Regelkreises <i>GoMIMO</i> mit Einzeichnung des „modulus margin“	17
Abbildung 5: Darstellung einer Sprungantwort eines beliebigen Systems. Die Punkte und Zeitspannen zum Ermitteln der Anstiegsdauer, des Überschwingens und der Ausregeldauer sind eingetragen.	20
Abbildung 6: Darstellung zweier Windverläufe derselben mittleren Windgeschwindigkeit.	21
Abbildung 7: Darstellung der genutzten Weibullverteilung zur Hochrechnung der simulierten Daten abhängig ihrer mittleren Windgeschwindigkeit	22
Abbildung 8: Kennfeld des Leistungsbeiwerts der IWES 2,5 MW Anlage	26
Abbildung 9: Bodediagramme der Pitchwinkleingänge auf das Drehzahlsignal. Die Ein- und Ausgänge sind eine Auswahl. Es ist das linearisierte Modell in blau gezeigt und ein modifiziertes in orange.	30
Abbildung 10: Bodediagramm der transformierten Systeme und deren Mittelwertsystem der Untersuchung bei 16 m/s Windgeschwindigkeit	33
Abbildung 11: Bodediagramm des linearisierten und transformierten WEA-Systems bei 16 m/s Windgeschwindigkeit. Eingänge sind die transformierten Pitchwinkel: mittlerer Pitchwinkel (MEAN), neigender (Tilt) und schwenkender (Yaw) Pitchwinkel. Ausgänge sind die Generatordrehzahl, sowie das neigende (Tilt) und schwenkende (Yaw) Blattwurzelmoment.	33
Abbildung 12: Windgeschwindigkeitsabhängige Betriebszustände	35
Abbildung 13: Generatormoment über Generatordrehzahl	39
Abbildung 14: Kurvenschar der Betriebspunkte in Region 1.5	40
Abbildung 15: Bestimmung der Nennschnellaufzahl	42
Abbildung 16: Leistungs-sensitivität der untersuchten IWES 2,5 MW Anlage im Volllastbereich, repräsentiert durch den herrschenden Pitchwinkel	45
Abbildung 17: Verlauf des Gainscheduling-Faktors <i>GK</i> der untersuchten IWES 2,5 MW Anlage im Volllastbereich, repräsentiert durch den herrschenden Pitchwinkel.	46
Abbildung 18: Darstellung der relativen Differenz zwischen direkter und angenäherter <i>GK</i> Werte über den Volllastbereich. $\Delta = GK, diskretGK, analytisch - 1 * 100$...	47
Abbildung 19: Bode-diagramm der Generator-geschwindigkeitsfilter auf 3P und 6P Schwingungen	48
Abbildung 20: Amplituden- und Phasengang des Reglers, der Regelstrecke und der offenen Regelkette bei den untersuchten Windgeschwindigkeiten.	49
Abbildung 21: Darstellung der Stellbegrenzung mit Anti-Windup	49
Abbildung 22: Darstellung der Gesamtregelarchitektur bestehend aus CPC in rot gekennzeichnet und IPC in grün gekennzeichnet.	51
Abbildung 23: Mittlere RGA-Nummer über den Frequenzbereichs von 0,01 rad/s bis 100 rad/s der IPC-Kanäle bei unterschiedlichen Offsetverschiebungen zwischen Hin- und Rücktransformation der Colmann-Transformation	52
Abbildung 24: Über den Frequenzbereich von 0,01 rad/s bis 100 rad/s gemittelter RGA-Eintrag erster Spalte und Zeile bei unterschiedlichen Offsetverschiebungen zwischen Hin- und Rücktransformation der Colmann-Transformation	53
Abbildung 25: frequenz-basierte Darstellung des RGA-Elements 1,1 bei unterschiedlichen Offsetverschiebungen des Rotorazimuts zwischen Hin- und Rücktransformation der Colmantransformation.	54
Abbildung 26: Bode- diagramme des Eingangs cosinuszyklische Pitchstellung zum Ausgang cosinuszyklische Blattwurzelbiegemomente der transformierten	

WEA jeder untersuchten Windgeschwindigkeit in blau. Die Übertragung des dezentralen IPC-Reglers ist in rot dargestellt. Die Übertragung der offenen Regelketten aus den blauen Analgensystemen und dem roten Regler sind in gelb dargestellt.	55
Abbildung 27: Gershgorin-Diagramm des gesamten IPC-Regelkreises.	56
Abbildung 28: Gershgorin-Diagramm des gesamten Regelkreises, bestehend aus CPC und IPC.	57
Abbildung 29: Darstellung des Anlagenverhaltens bei Eintritt und Austritt der Windgeschwindigkeit in, beziehungsweise aus dem Produktionswindgeschwindigkeitsbereich.	59
Abbildung 30: Darstellung des Anlagenverhaltens bei Aktivieren der WEA in hohen Windgeschwindigkeiten und dem Übergehen in den Trudelbetrieb aufgrund zu hoher Windgeschwindigkeit.	61
Abbildung 31: Darstellung der Ergebnisse aus der Sprungantwortanalyse unterschiedlicher CPC-Regler.	63
Abbildung 32: Darstellung der relativen Differenzen der Simulationsdaten unterschiedlicher Regler der CPC-Parameteruntersuchung. Im oberen Diagramm wird der Dämpfungsgrad des Auslegungssystems (Kapitel 4.2.3) variiert. Die Eigenkreisfrequenz bleibt konstant.	65
Abbildung 33: Darstellung der absoluten DEL-Werte der CPC untersuchten Regler.	66
Abbildung 34: Darstellung der Ergebnisse aus der Sprungantwortanalyse unterschiedlicher CPC-Regler ohne Filterung des Generatorgeschwindigkeits-signals.	67
Abbildung 35: Darstellung der Simulationsergebnisse der Regler der CPC-Filter-Untersuchung. Die Daten sind in relativen Differenzen zum Standard-CPC-Regler 4 ausgedrückt.	68
Abbildung 36: Darstellung des generatordrehzahlabhängigen Generatormoments aufgrund unterschiedlicher Werte des Parameters $sR25$ bei ansonsten gleichen Parameterwerten.	69
Abbildung 37: Ergebnisse der simulativen Analyse bei Verwendung unterschiedlicher Werte des Parameters $sR25$. Die Ergebnisse von Regler 3 werden auf die Ergebnisse von Regler 4 bezogen und als relative Differenzen abgebildet.	69
Abbildung 38: Darstellung der Ergebnisse aus der Sprungantwortanalyse. Der Führungssprung wird auf das cosinuszyklische Blattwurzelbiegemoment angewendet. Die Kennwerte werden ebenfalls anhand des cosinuszyklischen Blattwurzelbiegemoments ermittelt.	71
Abbildung 39: Vergleich der Simulationsergebnisse der IPC-Reglerverstärkungsuntersuchung abhängig von der gewählten Reglerverstärkung des IPC. Die Ergebnisse werden in Relation zum Standard-CPC Regler 4 gesetzt.	72
Abbildung 40: Darstellung der Simulationsergebnisse eines Reglers mit geringer Reglerverstärkung anhand der maximalen IPC-Spanne.	75
Abbildung 41: Darstellung der Simulationsergebnisse eines Reglers mit großer Reglerverstärkung anhand der maximalen IPC-Spanne.	75
Abbildung 42: Darstellung der Simulationsergebnisse der Regler der IPC-Modi-Untersuchung. Die Daten sind in relativen Differenzen zum Standard-CPC-Regler 4 ausgedrückt.	76
Abbildung 43: Darstellung der Simulationsergebnisse der IPC-Modi-Untersuchung im Vergleich zur CPC-Standardregelung 4.	77
Abbildung 44: Darstellung der stationären Betriebspunkte unterschiedlicher Regler im Schubbeiwertkennfeld.	80
Abbildung 45: Darstellung der stationären Betriebspunkte unterschiedlicher Regler im Leistungsbeiwertkennfeld.	80
Abbildung 46: Darstellung der stationären Betriebspunkte unterschiedlicher Regler im Verhältniskennfeld aus Leistungsbeiwert zu Schubbeiwert.	80
Abbildung 47: Darstellung des Schubs und der Leistung stationärer Arbeitspunkte abhängig von der Windgeschwindigkeit.	81

Abbildung 48: Darstellung der Simulationsergebnisse der Untersuchung globaler Parameter im Vergleich zur CPC-Standardregelung 4.....	82
Abbildung 49: Vergleich der Simulationsergebnisse von Reglern mit verringerter maximaler Umfangsgeschwindigkeit, IPC und verringerter Umfangsgeschwindigkeit mit IPC.....	83

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Grundparameter der IWES 2,5 MW Onshore-Windenergieanlage.....	19
Tabelle 2: Für die Simulation verwendete Teilmodelle	19
Tabelle 3: CPC-Reglerkonfigurationen der CPC-Sensitivitätsanalyse	64
Tabelle 4: entscheidende Spezifikationen der Regler der CPC-Filter-Untersuchung.....	67
Tabelle 5: entscheidende Spezifikationen der Regler der IPC-Reglerverstärkung- Untersuchung	71
Tabelle 6: entscheidende Spezifikationen der Regler der IPC-Modi-Untersuchung.....	76
Tabelle 7: entscheidende Spezifikationen der Regler der Untersuchung globaler Parameter.	79
Tabelle 8: entscheidende Spezifikationen der Regler der Untersuchung zum Addieren einzelner Effekte.	82
Tabelle 9: Darstellung aller relativen Differenzen mit Bezug auf Regler 4 links.	86

Formelzeichenverzeichnis

A	Fläche
A	Systemmatrix
\underline{A}	Systemmatrix
$A_{IPC,max}$	Maximale zyklische Stellamplitude
A_{max}	Maximale Amplitude eines Blattes
ADC	Actuator duty cycle / Pitchaktivität
B	Eingangsmatrix
\underline{B}	Eingangsmatrix
c_A	Auftriebsbeiwert
c_M	Antriebsmomentenbeiwert
c_P	Leistungsbeiwert
c_T	Schubbeiwert
c_W	Widerstandsbeiwert
C	Ausgangsmatrix
\underline{C}	Ausgangsmatrix
d	Dämpfungskonstante
D	Dämpfungsgrad
\underline{D}	Durchgriffsmatrix
E	Eulersche Zahl
E	Einheitsmatrix
f	Filterfrequenz
F	Kraft
F_A	Auftriebskraft
F_{Schub}	Schubkraft
F_W	Widerstandskraft
g_{min}	Maximale Filterfaktor
G	Regelkreis
G_K	Gainscheduling-Faktor
G_o	Offener Regelkreis
I	Drehträgheit
k	Federkonstante
K	Reglerverstärkung
K_D	Differenzierende Reglerverstärkung
K_I	Integrale Reglerverstärkung
K_P	Proportionale Reglerverstärkung
m	Masse
n_{vHub}	Anzahl untersuchter Windgeschwindigkeiten
N	Getriebeübersetzung
p	Wahrscheinlichkeit
P	Regelstrecke
P	Leistung
P_0	Nennleistung
P_{aero}	Aerodynamische Leistung
P_{eff}	Effektive Leistung (nach Windverteilung)
P_{gen}	Generatorleistung
P_r	Nennleistung
Pol	Polstelle
$PT2$	Verzögerungsglied 2. Ordnung
q	Zustand
q_0	Mittlerer Zustand
q_c	Cosinuszyklischer Zustand
q_s	Sinuszyklischer Zustand
r	Radius der Gershgorinkreise
R	(Rotor-)Radius

R	Regler
S_{max}	Maximale IPC Winkelspannweite
S_{R25}	Anteil der Region 2.5
t	Zeit
T	Transformationsmatrix
$T_{anstieg}$	Anstiegsdauer
$T_{ausregel}$	Ausregeldauer
T_{gen}	Generatormoment
T_{rot}	Rotormoment
u	Umfangsgeschwindigkeit
u_{max}	maximale Umfangsgeschwindigkeit
U	Eingangsvektor
\underline{U}	Eingangsvektor
\ddot{U}	Überschwingweite
v	Windgeschwindigkeit
v_{in}	Einschaltwindgeschwindigkeit
v_{out}	Abschaltwindgeschwindigkeit
v_r	Nennwindgeschwindigkeit
WEA_{IPC}	Übertragungsglied der IPC Ein-/Ausgänge der untersuchten Windenergieanlage
x	Zustand
X	Zustandsvektor
\underline{X}	Zustandsvektor
y	Ausgangszustand
Y	Ausgangsvektor
\underline{Y}	Ausgangsvektor
z_{ji}	Übertragungselement
Z	Übertragungsmatrix
δ	Abklingkonstante
ζ	Dämpfungsgrad
θ	Pitchwinkel
θ_{AP}	Pitchwinkel eines Arbeitspunkts
θ_{cos}	Cosinuszyklischer Pitchwinkel
θ_{IPC}	Pitchwinkels aus IPC
θ_{opt}	Optimaler Pitchwinkel
θ_{sin}	Sinuszyklischer Pitchwinkel
$\dot{\theta}$	Pitchgeschwindigkeit
λ	Schnelllaufzahl
λ	Eigenwert
λ_{opt}	Optimale Schnelllaufzahl
λ_r	Nennschnelllaufzahl
π	Pi
ρ	(Luft-)Dichte
σ	Standardabweichung
$\sigma_{P\ eff}$	Effektive Standardabweichung (nach Windverteilung)
φ	Winkel
Ψ_b	Blattazimutwinkel
ω	Kreisgeschwindigkeit
ω_0	Eigenkreisfrequenz
ω_{Eck}	Eckfrequenz
ω_d	Gedämpfte Eigenkreisfrequenz
ω_{gen}	Generatorkreisgeschwindigkeit
ω_{rot}	Rotorkreisgeschwindigkeit
Ω	Rotorgeschwindigkeit
Ω_0	Rotornenngeschwindigkeit

Abkürzungsverzeichnis

CPC	Collective pitch control, dt.: kollektive Pitchregelung
DEL	Damage equivalent Load, dt.:Schädigungsäquivalente Last
IPC	Individual pitch control, dt.: individuelle Pitchregelung
RGA	Relative gain analysis, dt.: Relative Übertragungsgrößenanalyse
WEA	Windenergieanlage

1 Themenvorstellung

1.1 Motivation

Windenergieanlagen werden genutzt, um die im Wind enthaltene kinetische Energie zu extrahieren und einem technischen Vorgang zuzufügen. Die Historie dieser Nutzung der Windenergie reicht weit zurück. So sind erste Nutzungen des Windes anhand von Persischen Windmühlen bekannt. Bekannter sind hingegen altertümliche Windmühlen, welche in Europa und anderen Kontinenten zum Mahlen von Korn genutzt wurden. Eine weitere verbreitete Nutzung der Windkraft war der Einsatz so genannter Western-Mills zum Pumpen von Wasser aus Brunnen.

Ab dem Beginn des elektrifizierten Industriezeitalters sind Anwendungen der Windkraft zunehmend von anderen Energie- und Leistungsquellen ersetzt worden. Vielerorts sind Windanwendungen durch Elektro- oder Verbrennungsmotoren ersetzt worden. Diese bieten den Vorteil, dass sie weitgehend unabhängig von äußeren Einflüssen eingesetzt werden können. Der Wind hingegen ist nicht immer vorhanden.

Erst seit einigen Jahrzehnten kommt der Windenergie wieder erhöhte Aufmerksamkeit zu. Nun jedoch nicht mehr, um direkt mechanische Leistung an einen Verbraucher zu liefern, sondern, um die kinetische Energie des Windes in elektrische Energie umzuwandeln und dem angeschlossenen Verbundnetz zur Verfügung zu stellen.

Im Zuge von Bemühungen, die fossile Energiegewinnung zu verringern und vermehrt regenerative Energiequellen zu nutzen, hat der Bau von Windenergieanlagen weltweit stark zugenommen. In Folge der gestiegenen Produktionszahlen und der wachsenden gesellschaftlichen Beachtung, wurden die technische Güte sowie die Leistungsfähigkeit der Windenergieanlagen erhöht. Die spezifischen Kosten für die produzierte elektrische Energie, die so genannten „levelized cost of energy“ konnten dabei verringert werden, sodass die Windenergie zum Stand dieser Arbeit kurz vor der Wettbewerbsfähigkeit mit anderen, konventionellen Energieerzeugungsformen steht oder diese bereits erreicht hat.

Technisch hat sich hierbei ein Typ Windenergieanlage durchgesetzt:

Die dreiblättrige Luvläuferanlage mit variabler Rotordrehzahl und Pitchregelung.

Die Nutzung der Windenergie wird stetig weiterentwickelt. So wachsen die Nennleistung und die Rotorfläche neuer Anlagen weiter an.

Mit immer größer werdenden Rotoren, werden die Komponenten in ihrem dynamischen Verhalten immer weicher. Zusätzlich werden lokale Unterschiede des Windzustandes aufgrund des größeren Rotordurchmessers ebenfalls größer, was stärkere Kraftanregungen bedeutet.

Um diesen Mechanismen entgegen zu wirken, werden Regelungen für Windenergieanlagen (WEA) angedacht, welche nicht nur die Leistungsentnahme regeln, sondern ebenfalls schädigende Lasten reduzieren.

Könnten unterschiedliche Regler mit unterschiedlichen Regelzielen definiert werden und wären die Auswirkungen der Regler auf einzelne Komponenten bekannt, so könnte die Gesamtschädigung einer WEA selbst geregelt werden.

1.2 Aufgabenstellung und Struktur

Die folgende Arbeit verfolgt das Ziel, eine Regelarchitektur für Windenergieanlagen zu entwickeln, auszulegen und Einflüsse einzelner Parameter zu untersuchen. Dies wird anhand der fiktiven WEA, der IWES 2,5MW Onshore Anlage durchgeführt.

Kapitel 2 liefert die genutzten Grundlagen der Arbeit. Es werden die physikalischen Grundlagen einer WEA, der aktuelle Stand der Wissenschaft der Regelung von WEA sowie kurze Einführungen in die genutzte Regelungstechnik gegeben. Da die zu regelnde WEA eine fiktive WEA ist, welche ausschließlich als Modell besteht, wird eine Einführung in die Art der Modellierung der WEA gegeben. Die später genutzten Analyseverfahren werden ebenfalls in diesem Kapitel beschrieben.

Kapitel 3 befasst sich mit der Nutzbarmachung des WEA-Modells für die spätere Auslegung der Regler. Es wird beschrieben wie Rotorkennfelder erlangt werden und lineare Systeme unterschiedlicher Betriebspunkte bestimmt werden.

Kapitel 4 stellt die genutzte Regelarchitektur und eine erste Auslegung auf Basis stabiler Regelkreise dar. Es werden zwei Regelungen unterschiedlicher Führungsgrößen dargestellt. Eine, welche die Drehgeschwindigkeit regelt und eine, welche Blattbiegemomente verstetigt. Für die Regelung der Drehzahl werden Produktionsregionen voneinander abgegrenzt, in denen unterschiedliche Regelgesetze gelten. Die jeweiligen Regelgesetze werden durch die in Kapitel 3 gewonnenen Daten ausgelegt. Die Regelung der Blattbiegemomente wird dargestellt und ebenfalls mit den zuvor erlangten Daten ausgelegt. Es wird auf mögliche Kopplungen zwischen den Regelungen eingegangen.

Kapitel 5 analysiert die einzelnen Bestandteile der Regelarchitektur auf ihre Einflüsse. Um die Leistung der Regelungen miteinander vergleichen zu können, werden regelungstechnische Analysen und Simulationen der IWES 2,5MW mit einem spezifischen Regler durchgeführt und analysiert.

2 Wissenschaftlicher Hintergrund

2.1 Einführung WEA

Das folgende Kapitel vermittelt den Facettenreichtum technischer Lösungen für die Nutzung von Windenergie. Anschließend wird der aktuelle Stand der Technik verdeutlicht.

Technisch können Windenergieanlagen anhand von unterschiedlichen Kriterien voneinander abgegrenzt werden. Einteilungsmerkmale sind hierbei unter anderem:

- Das aerodynamische Wirkprinzip: Widerstandsläufer / Auftriebsläufer.
- Die Drehachse des Rotors: Vertikal / Horizontal.
- Die Anordnung eines Horizontalrotors zum Turm in Luv oder Lee.
- Drehzahlvariabel / Drehzahlfest.
- Die Art der Leistungsregulierung: Stallgeregelt / Pitchgeregelt / Yawgeregelt

Nach aktuellem Wissensstand kann die Reihenfolge der oben aufgeführten Unterscheidungsmerkmale herangezogen werden, um die Entwicklung von Windenergieanlagen zu einem guten technischen Wirkungsgrad nachzuvollziehen.

Das aerodynamische Prinzip eines Auftriebsläufers bietet bessere Leistungswirkungsgrade als das eines Widerstandsläufers. Dies ist bereits aus anderen strömungstechnischen Maschinen, wie Pumpen und (Dampf-)Turbinen, bekannt.

Ein vertikaler Rotor mit horizontaler Lage seiner Welle bietet den Vorteil, dass die Strömungsverhältnisse an einem Blatt über einen Umlauf gleichmäßiger sind. Bei Rotoren mit vertikaler Drehachse wird ein Blatt über einen Umlauf von allen Seiten einmal angeströmt. Das Design und die Auslegung eines solchen Blattes als Auftriebsläufer sind darum deutlich komplexer, wenn überhaupt möglich. Solche Rotoren arbeiten zumeist eher auf dem zuvor genannten Prinzip des Widerstandsläufers.

Aufgrund dieser Nachteile haben sich Windenergieanlagen als horizontal gelagerte Auftriebsläuferrotoren etabliert.

Die Anordnung des Rotors in Luv (der Wind zugewandten Seite), oder Lee (der Wind abgewandten Seite) des Turms bietet jeweils Vor- und Nachteile. Leeläufer bieten die Möglichkeit eines einfacheren Aufbaus der Windenergieanlage, da die aerodynamischen Kräfte ähnlich wie eine Fahne an der Stange den Rotor selbstständig grob ausrichten. Auf ein Giersystem kann deshalb verzichtet werden, oder dieses kann schlanker ausgelegt werden. Der aerodynamische Wirkungsgrad eines Leeläufers ist jedoch schwächer, als der eines Luvläufers, denn der Turm erzeugt einen markanten Windschatten, wodurch die effektive Windgeschwindigkeit am Rotor sinkt. Zusätzlich setzt das Windschattengebiet innerhalb eines Blattumlaufs recht abrupt ein, wodurch Schwingungen angeregt werden können. Bei einem Luvläufer gibt es ähnliche Mechanismen aufgrund eines Turmvorstaus. Die Auswirkungen des Turmvorstaus sind jedoch kleiner, als die des Turmwindschattens. Luvläufer bieten folglich die besseren aerodynamischen Rahmenbedingungen und damit auch bessere Wirkungsgrade.

Vor- und Nachteile drehzahlvariabler gegenüber drehzahlfester Windenergieanlagen liegen wieder in dem Spannungsfeld des aerodynamischen Wirkungsgrades und der Anlagenkomplexität. Drehzahlfesten Anlagen genügt ein einfacherer elektronischer Aufbau als drehzahlvariablen WEA. Drehzahlvariablen Anlagen können hingegen den aerodynamischen Zustand besser auf unterschiedliche Rahmenbedingungen anpassen, wodurch bessere Leistungswirkungsgrade besonders im Teillastbereich erzielt werden. Zusätzlich können mit der umfangreicheren elektronischen Ausrüstung auch höhere Netzanforderungen gewährleistet werden.

Bei steigenden Windgeschwindigkeiten müssen Windenergieanlagen in ihrer Leistung auf die Nennleistung reduziert werden. Dies bedeutet, dass der aerodynamische

Wirkungsgrad sinken muss. Hierfür bieten sich drei Möglichkeiten an. Bei der Yaw- oder Gierregelung wird der gesamte Rotor über den Giermechanismus aus dem Wind gedreht, bis die Rotorachse im rechten Winkel zur Windrichtung steht. Dies erfordert jedoch große Massen zu bewegen, außerdem werden die Anströmrichtungen der Blätter über ihren Umlauf immer unterschiedlicher, was wieder negative Auswirkungen hat. Eine Gierregelung wird darum üblicherweise nicht für industrielle WEA genutzt. Die Stallregelung verdreht jedes Blatt um seine eigene Rotationsachse. Bei starken Winden wird der Windangriffswinkel weiter vergrößert, wodurch die Strömung um das Blatt sich ablöst (Stall) und der aerodynamische Wirkungsgrad verringert wird. Vorteil dieses Regelungsmechanismus ist, dass kleine mechanische Winkeländerungen genügen, um einen großen Windbereich ausregeln zu können. Nachteile der Stallregelung sind erhöhte Kräfte und ein kritisches Verhalten, da zum Erhalt einer geringeren Leistung zunächst die Leistung erhöht werden muss.

Die Pitchregelung besitzt diese Nachteile nicht. Bei dieser Regelungsart werden die Blätter ebenfalls verdreht. Hierbei jedoch aus dem Wind heraus in Richtung der Fahnenstellung. Der Nachteil hieran liegt in der konstruktiven Ausführung des Pitchmechanismus, da dieser einen großen Stellbereich abdecken muss.

Aktuelle Anlagen streben in ihrer Bauweise nach einem hohen Wirkungsgrad. Darum sind diese als drehzahlvariable Auftriebslüfläufer mit horizontaler Lage der Drehachse und Pitchregelung ausgeführt.

2.1.1 Physik einer WEA

Das folgende Unterkapitel soll einen groben Einblick in die grundlegenden physikalischen Begebenheiten einer Windenergieanlage bieten. Genauer kann beispielsweise in dem Windenergiestandartwerk von Hau¹ gefunden werden.

Die Quelle der Leistung einer Windenergieanlage liegt in der Übertragung von Energie aus dem Wind in technische Rotationsenergie. Diese Übertragung erfolgt aufgrund aerodynamischer Kräfte. Das sich bewegende Medium Luft umströmt einen Rotorflügel. Dabei wird die Strömung abgelenkt und der Flügel erfährt eine Kraft. Für einen gegebenen Flügel sind die Kräfte abhängig vom Anströmwinkel und der Windgeschwindigkeit. Üblicherweise wird die Kraft zum besseren Verständnis in zwei Kraftkomponenten aufgeteilt. Die Widerstandskraft in Strömungsrichtung und eine Auftriebskraft senkrecht zur Strömungsrichtung.

Um die Kräfte eines gegebenen Profils berechenbar zu machen, werden Formeln mit dimensionslosen Kennzahlen genutzt. Die jeweilige Kraft entspricht der Kraft des Staudrucks $\frac{\rho}{2} * v^2$ auf eine repräsentative Fläche A und dem dimensionslosen Beiwert des Auftriebs c_A , oder des Widerstands c_W . Die Beiwerte sind hierbei abhängig vom Windangriffswinkel α , welcher zwischen dem Windrichtungsvektor und der Profilschneide des Flügels gebildet wird.

$$F_A = \frac{\rho}{2} * A * c_A(\alpha) * v^2 \quad [2.1]$$

$$F_W = \frac{\rho}{2} * A * c_W(\alpha) * v^2 \quad [2.2]$$

Die Gleichungen für die Berechnung von Leistung und Schub eines Gesamtrrotors werden in ähnlicher Form mithilfe von dimensionslosen Kennzahlen beschrieben.

¹ Hau 2008

So entspricht die Leistung des Rotors einer Windenergieanlage der Formel [2.3] und der Schub des Rotors [2.4]. Berücksichtigt werden hierbei neben den Kennzahlen der Rotorradius R , die Luftdichte ρ und die ungestörte Windgeschwindigkeit v .

$$P = \frac{\rho}{2} \pi R^2 * v^3 * c_P \quad [2.3]$$

$$F_{Schub} = \frac{\rho}{2} \pi R^2 * v^2 * c_T \quad [2.4]$$

Die dimensionslosen Kennzahlen lassen sich durch Versuche, Simulationen oder Berechnungen anhand bekannter Profilpolaren abhängig vom Betriebszustand, bestimmen.

Betz bestimmte anhand einer simplen Impulstheorie den maximal möglichen Wirkungsgrad einer Windenergieanlage zu $c_{P,max} = \frac{16}{27} \approx 0,593$. Dieser Wert spiegelt die maximal mögliche Leistung eines offenen Rotors wieder und kann nicht überschritten werden.

Aktuell werden Rotorkennwerte mittels der Blattelementtheorie berechnet. Die Kennwerte sind dann abhängig von einer Schnelllaufzahl λ und dem Pitchwinkel θ . Die Schnelllaufzahl entspricht dem Verhältnis von Blattspitzenumfangsgeschwindigkeit zur freien Windgeschwindigkeit.

$$\lambda = \frac{u_{Blattspitze}}{v} \quad [2.5]$$

Der Pitchwinkel θ ist ein Winkelmaß, welches die Stellung des Blattes zur Windrichtung angibt. Da Flügelblätter über ihre Länge meist verdreht sind, ist es schwer den genauen Bezugspunkt für einen Nullwinkel anzugeben. Üblicherweise entspricht ein Pitchwinkel von Null Grad jedoch ein senkrecht zur Windrichtung stehendes Blatt.

2.1.2 Stand der Wissenschaft

Das folgende Unterkapitel gibt einen Überblick über wissenschaftliche Texte, welche sich mit der Regelung von drehzahlvariablen pitchgeregelten Windenergieanlagen befassen und diese Arbeit beeinflusst haben.

Zu Beginn der wissenschaftlichen Arbeit an Regelungen stand die maximale Leistungsentnahme aus dem Wind bei niedrigen Windgeschwindigkeiten und die Eingrenzung der Leistungsentnahme bei hohen Windgeschwindigkeiten. So hat Bossanyi bereits im Jahr 2000 vier Operationsregionen definiert, welche unterschiedliche Regelungsstrategien für unterschiedliche Windgeschwindigkeiten bereitstellen.¹ Für Windgeschwindigkeiten unterhalb der maximalen Leistungsentnahme wird das Generatormoment genutzt, um möglichst optimale aerodynamische Zustände zu halten. Ab Erreichen der maximalen Leistung, wird ein kollektiver Pitchwinkel genutzt, welcher die Blätter gleichmäßig aus dem Wind dreht, um die aus dem Wind entnommene Leistung zu verringern.

Als Regler des kollektiven Pitchwinkels werden zunächst übliche PI-Regler angedacht. Außerdem verbreitete Bossanyi bereits Ideen, die Regler mit Filtern zur Vermeidung von Anregungen der natürlichen Eigenfrequenzen des Turms, der einzelnen Blätter, des Triebstrangs, etc. auszustatten. Ebenso erwähnt er die Notwendigkeit des sogenannten Gainschedulings. Da die Sensitivität einer Windenergieanlage auf Änderungen des Pitchwinkels bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten unterschiedlich groß ist, müsse ein Regler dies berücksichtigen und dem entsprechend unterschiedlich große Verstärkungen aufweisen, so der Autor.

Konkretisiert finden sich die Überlegungen Bossanyis in Werken von Hansen² und Jonkman³. Sie zeigen wie die Drehzahl- beziehungsweise Leistungsregelung mittels eines kollektiven Pitchwinkels anhand von Daten der Rotor-aerodynamik ausgelegt werden kann. Hierbei wird ebenfalls auf das Gainscheduling eingegangen. Die propagierten Vorgehen zeigen, dass das aerodynamische Antriebsmodell der Windenergieanlage in Verbindung mit einem PID-Regler und dem kollektiven Pitchwinkel als Stellgröße ein schwingfähiges System zweiter Ordnung bezüglich der Drehzahldifferenz zwischen Soll- und Ist-drehzahl darstellt. Mittels der Vorgabe einer Eigenfrequenz und eines Dämpfungsgrades des Ersatzsystems können entsprechende Reglerwerte bestimmt werden. Ein Nachteil dieses Vorgehens ist, dass die Dynamik der restlichen Anlage bei dieser Auslegung nicht berücksichtigt wird und physische Grenzen, wie zum Beispiel eine maximale Pitchgeschwindigkeit, nicht direkt berücksichtigt werden. Die Stabilität eines so ausgelegten Regelkreises ist darum nicht garantiert und muss gesondert mit Mitteln der Regelungstechnik untersucht und der Regler eventuell weiter modifiziert werden.

Nach der Lösung des Regelungsproblems der Leistung beziehungsweise Drehzahl, entstanden diverse Arbeiten im Bereich der Schädigungsreduktion.

Es ist allgemein bekannt, dass Wind nicht gleichförmig an jeder Stelle weht, sondern turbulent auftritt und die Windgeschwindigkeit aufgrund von Reibung in Bodennähe mit zunehmender Höhe steigt. Da die Durchmesser der Rotoren groß sind und im Trend weiter steigen, durchlaufen die Blätter große Schwankungen des lokal bei ihnen wirkenden Windzustandes. Der schwankende Windzustand erzeugt schwankende Lasten der Blätter, welche sich weiter auf die übrige Windenergieanlage ausbreiten.

¹ Bossanyi 2000

² Hansen 2005

³ Jonkman et al. 2009

Um Lastschwankungen zu reduzieren, kamen Überlegungen auf, den Pitchwinkel eines jeden Blattes einzeln zu regeln. Bossanyi¹ und van Engelen² beschreiben beide, wie die aus der Helikoptertheorie bekannte Colemantransformation³ auf die Blattwurzelbiegemomente der einzelnen Blätter angewendet werden können. Auf diese Weise werden Biegemomente in festen Koordinatensystemen erlangt, welche die Regelgröße des IPC (eng.: individual pitch control; d.: individuelle Pitchregelung) sind. Stellgröße des IPC sind Pitchwinkeländerungen im stehenden Koordinatensystem, welche durch eine Rücktransformation in die rotierenden Koordinatensysteme der einzelnen Blätter, Pitchwinkel für jedes einzelne Blatt angeben. Die Pitchwinkel des IPC werden anschließend auf die Pitchwinkel des CPC (eng.: collective pitch control; d.: kollektive Pitchregelung) addiert. Wie Barlas⁴ und Karl⁵ dargestellt haben, werden harmonische Frequenzen des Vielfachen der Umdrehungsfrequenz des rotierenden Systems durch die Transformation auf Vielfache einer 3P-Frequenz im stehenden System verschoben. 1P-Frequenzen der Blätter werden so auf 0P-Frequenzen verschoben. Darum war zunächst das Ziel der Regelung, die statischen Anteile des transformierten Systems zu Null zu bringen. Es wurde dabei angenommen, dass die einzelnen Regelkreise CPC und IPC horizontal und vertikal voneinander entkoppelt wirken, wodurch für jeden Einzelkreis ein eigener Regler ausgelegt werden kann, ohne die anderen Kreise zu berücksichtigen. Da lediglich der statische Anteil ausgeregelt werden soll, haben sich üblicherweise PI-Regler angeboten. Auf diese Weise wurden 1P-Schwingungen der Blattwurzel Schlagmomente und resultierende 3P-Schwingungen der restlichen Anlage verringert. Andere Schwingungen sind hierdurch jedoch nicht vermindert, weshalb die Colemantransformation später modifiziert wurde.

Bir⁶ hat 2008 dargestellt, wie die Colemantransformation genutzt werden kann um verbesserte Stabilitätsaussagen treffen zu können. Durch die Transformationen werden nicht mehr die Schwingungen der einzelnen Blätter betrachtet, welche alle dieselben kritischen Frequenzen besitzen, sondern die unterschiedlichen Schwingungsformen des Gesamtrots.

Die Colemantransformation wird von Bossanyi⁷, wie auch von van Engelen⁸ weiter modifiziert, sodass auch höhere harmonische Blattschwingungen auf 0P-Schwingungen im stehenden System transformiert werden. Diese Signale erhalten eigene Regler, welche einen weiteren Pitchwinkel bestimmen, welcher rücktransformiert und ebenfalls aufaddiert wird. So sollen auch Blattschwingungen höherer Frequenzen wie 2P, 3P, etc. verringert werden.

Später wird durch Geyler⁹ jedoch dargestellt, dass die Colemantransformation selbst bereits eine Kopplung zwischen den zwei Achsen herstellt, sodass zwei oder mehr unabhängig voneinander ausgelegte Regelkreise nicht zielführend und ohne weitere Betrachtungen nicht zulässig sind. Dies hat zu vermehrten Untersuchungen von multivariablen Reglern geführt, wobei zunächst LQR- und LQG-Regler betrachtet wurden. Diese besitzen jedoch den gewichtigen Nachteil, dass ihre Robustheit nicht garantiert werden kann, wie Doyle¹⁰ bereits 1978 zeigte.

In Zuge dessen wurden vermehrt Untersuchungen robuster Regler durchgeführt und publiziert. Häufig vertreten ist die Auslegung von H_∞ -Reglern. Beispiele hierfür sind die

¹ Bossanyi 2003

² van Engelen und van der Hooft 2005

³ Colman und Feingold 1958

⁴ Barlas und van Kuik 2010

⁵ Karl A. Stol et. al. 2009

⁶ G. Bir: NREL 2008

⁷ Bossanyi 2005

⁸ van Engelen 2006

⁹ Geyler und Caselitz 2008

¹⁰ Doyle 1978

Arbeiten von Lu¹ und Vali². H_∞ -Regler besitzen die Vorteile, dass Aussagen über Robustheit und Stabilität möglich sind. Eine zielführende Auslegung dieser Regler ist jedoch nicht leicht erreichbar, da kein direkter Einfluss genommen werden kann, sondern die Synthese des Reglers indirekt über Gewichte erfolgt. Außerdem sind Resultate solcher Regler immer nur im Auslegungspunkt gezeigt worden. Das Verhalten bei unterschiedlichen Windzuständen ist nicht dargestellt.

Fragoso³ untersuchte 2015 die Unterschiede zwischen den Ergebnissen eines H_∞ -Reglers und eines zweischleifigen, mit einer Entkopplungsmatrix modifizierten PI-Reglers. Ergebnis der Untersuchung ist ein gemischtes Ergebnis, welches aussagt, dass nach Sicherstellung einer guten Entkopplung der Einzelkreise auch klassische PID-Regler gute Resultate erbringen und zudem zugänglicher sind.

Mulders⁴ beschäftigte sich weiter mit der Entkopplung der IPC Regelkreise. Er untersuchte das Thema der Winkelverschiebung von Hin- zu Rücktransformation der Colemantransformation. Die Winkelverschiebung verdreht die festen Koordinatensysteme der Hin- und Rücktransformation zueinander und ermöglicht bei geschickter Wahl eine verbesserte Entkopplung. Eine solche Winkelverschiebung wird bereits durch Bossanyi⁵ 2003 beschrieben und anschließend durch Andere aufgenommen. Jedoch wurde der Einfluss einer solchen Verschiebung bisher weder genau untersucht, noch eine Auslegung dieses Parameters skizziert. Dies alles stellt Mulders vor.

¹ Lu et al. 2015

² Vali et al. 2016

³ Fragoso et al. 2015

⁴ Mulders et al. 2018

⁵ Bossanyi 2003

2.2 Regelstrukturen

Das allgemeine Ziel der Regelungstechnik ist es, Ausgangsgrößen auf Zielwerte zuzuführen und die Differenz zwischen ihnen zu Null zu führen. Regelungstechnik ist überall dort von Nöten, wo das Ergebnis eines Prozesses nicht sicher aufgrund der Eingangswerte vorhergesehen beziehungsweise bestimmt werden kann. Dies kann an unzureichenden Kenntnissen des Prozesses, an unbeeinflussbaren Störeinwirkungen oder Instabilitäten des Prozesses liegen. In all diesen Fällen kann anhand eines Eingangssignals das Ausgangssignal des Prozesses nicht sicher bestimmt werden. Eine Steuerung des Prozesses ist folglich nicht zielführend. Erst der stetige Vergleich der Ausgangsgröße mit der Zielgröße und davon ausgehenden Aktionen ermöglicht die Zielerfüllung. Dieses Vorgehen beschreibt eine Regelung.¹

Folgend wird der zu regelnde Prozess Regelstrecke genannt.

Eine allgemeine, einfache Regelstruktur ist in Abbildung 1 dargestellt. Eingang des Regelkreises ist die Führungsgröße mit einem Führungswert. Sie gibt den Zielwert vor, welchen die Regelgröße erreichen soll. Die Regelgröße ist der Ausgang des Regelkreises. Aus der Differenz der Führungsgröße und Regelgröße wird die Regelabweichung bestimmt. Sie ist das Eingangssignal des Reglers. Der Regler erzeugt abhängig von der Regelabweichung und deren Verlauf ein Stellsignal. Dieses ist das Eingangssignal des Stellglieds, welches anhand des Stellsignals eine Stellgröße einstellt. Die Stellgröße wirkt anschließend auf die Regelstrecke, wodurch sich die Regelgröße einstellt. Durch Rückführung der Regelgröße über eine Messeinrichtung ist der Regelkreis geschlossen.

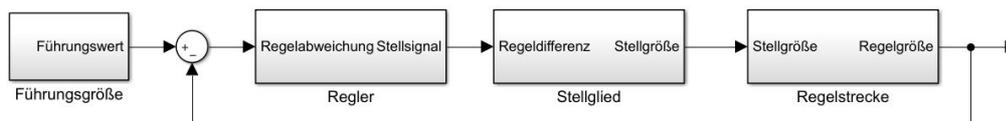


Abbildung 1: Darstellung eines einfachen Regelkreises

In vielen Fällen wird der Regelkreis um das Stellglied und die Messeinrichtung vereinfacht. Das Stellglied wird häufig in die Regelstrecke integriert, da es fest zu ihr gehört und nicht veränderbar ist. Die Messeinrichtung wird häufig als ideal angenommen, was bedeutet, dass sie keine eigene Dynamik besitzt und die Regelgröße eins zu eins weitergibt.

Einfache Regelstrukturen bestehen meist aus so genannten SISO („single input single output“) Gliedern. Sie stellen die Übertragung von einem Eingangssignal auf ein Ausgangssignal dar. Der geschlossene SISO-Regelkreis führt also eine Regelgröße zur einzigen Führungsgröße.

Die Übertragungsglieder der Regelstruktur können jedoch auch auf so genannte MIMO („multiple input multiple output“) Glieder erweitert werden. MIMO-Glieder besitzen mehrere Eingangs- und Ausgangsgrößen. MIMO-Glieder bilden Übertragungsmatrizen, welche die Übertragungsgleichungen aller Eingangsgrößen auf alle Ausgangsgrößen enthalten. Hierbei ist es nicht zwingend notwendig, dass quadratische Übertragungsmatrizen entstehen. Typischerweise wird jedoch versucht, jeweils ein Ausgang mit einem Eingang in Verbindung zu bringen. Darum werden nicht quadratische Übertragungsmatrizen üblicherweise in quadratische Übertragungsmatrizen überführt.

Der Sonderfall eines MIMO-Gliedes mit Einträgen ausschließlich auf der Hauptdiagonalen kann als eine Anzahl SISO Glieder aufgefasst werden

¹ Lunze 2014a

beziehungsweise in diese aufgeteilt werden. Die Anzahl der SISO-Glieder entspricht dabei des Rangs der MIMO-Übertragungsmatrix Z .

$$Z = \begin{bmatrix} \ddot{U}_{1,1} & 0 \\ 0 & \ddot{U}_{2,2} \end{bmatrix} = \begin{cases} \ddot{U}_{1,1} \\ \ddot{U}_{2,2} \end{cases} \quad [2.6]$$

2.3 Darstellung von Übertragungsgliedern

Übertragungsglieder können in zwei unterschiedlichen Bereichen repräsentiert werden. Diese sind der Zeitbereich und der Frequenzbereich.

Die Darstellung im Zeitbereich erfolgt umfänglich mittels Differentialgleichungen. Diese können für spezielle Anregungen oder Startbedingungen in konkrete Gleichungen überführt werden.

Die Darstellung im Frequenzbereich wird mithilfe der Laplace-Transformation erlangt.

Die Darstellung im Zeitbereich ist geeignet, Systeme zu simulieren, oder unter konkreten Signalen zu betrachten. Typische solcher Signale sind Sprünge, Impulse oder Rampen. Sie werden genutzt, um Strecken zu analysieren und charakterisieren sowie allgemeine Gütewerte zu bestimmen.

Die Darstellung im Zeitbereich kann weiter unterteilt werden in die Zustandsraumdarstellung und die Übertragungsfunktion im Zeitbereich.

Dies soll folgend anhand eines einfachen Federschwingers mit Dämpfung dargestellt werden. Die Differentialgleichung beinhaltet die Masse in kg, die Dämpfungskonstante in N*s/m und die Federkonstante in N/m sowie eine zeitabhängige Anregungskraft F in N.

$$m\ddot{x} + d\dot{x} + kx = F(t) \quad [2.7]$$

Das Verhalten des Systems ist durch die Differentialgleichung vollständig beschrieben. Die Differentialgleichung zweiter Ordnung lässt sich ebenso als Differentialgleichungssystem aus zwei Differentialgleichungen erster Ordnung verstehen. Hierfür werden neue Zustände x_i als Ort und dessen Ableitungen definiert.

- $x = x_1$
 - $\dot{x} = \dot{x}_1 = x_2$
 - $\ddot{x} = \ddot{x}_1 = \dot{x}_2 = x_3$
- [2.8]

So kann die Differentialgleichung [2.9] in das Differentialgleichungssystem [2.10] überführt werden.

$$\ddot{x} = \frac{F(t)}{m} - \frac{d}{m}\dot{x} - \frac{k}{m}x \quad [2.9]$$

$$\begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -\frac{k}{m} & -\frac{d}{m} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix} * F \quad [2.10]$$

Diese Darstellung ist im so genannten Zustandsraum beschrieben.¹ Zustandsraumdarstellung bestehen aus vier Matrizen und drei Vektoren.

$$\begin{aligned} \dot{\underline{X}} &= \underline{A} * \underline{X} + \underline{B} * \underline{U} \\ \underline{Y} &= \underline{C} * \underline{X} + \underline{D} * \underline{U} \end{aligned} \quad [2.11]$$

¹ Unbehauen 2000

Folgend wird die Konvention der Unterstriche für Vektoren und doppelter Unterstriche für Matrizen fallen gelassen. Vektoren werden ebenfalls als Matrizen verstanden und diese werden lediglich durch Großbuchstaben von Skalaren abgegrenzt. Die Matrizen der Zustandsraumdarstellung beinhalten folgende Informationen über das System:

- Die Systemmatrix A bildet die Eigendynamik des Systems ab.
- Der Zustandsvektor X enthält die Zustände des Systems.
- Die Eingangsmatrix B beschreibt den Einfluss der Eingangsgrößen.
- Der Eingangsvektor U enthält die Eingangsgrößen.
- Der Ausgangsvektor Y enthält die Ausgangsgrößen.
- Die Durchgriffsmatrix D beschreibt den direkten Einfluss der Eingangsgrößen auf die Ausgangsgrößen.

Alternativ können auch Bewegungsgleichungen für spezielle Anfangszustände, oder äußere Anregungen bestimmt werden.

Eine Bewegungsgleichung des unangeregten Falls $F(t) = 0$ mit einer Anfangsauslenkung $x(0) = x_{st}$ lässt sich wie folgt finden:

$$x(t) = e^{-\delta t} * H * \cos(\omega_d * t + \varphi) \quad [2.12]$$

Mit:

$$\omega_0 = \sqrt{\frac{k}{m}} \quad [2.13]$$

$$D = \frac{d}{2m\omega_0} \quad [2.14]$$

$$\delta = D\omega_0 \quad [2.15]$$

$$\omega_d = \omega_0 * \sqrt{1 - D^2} \quad [2.16]$$

$$\varphi = \arctan\left(-\frac{\delta}{\omega_d}\right) \quad [2.17]$$

H ist hierbei abhängig von den Startbedingungen $x(0) = x_{st}$ und $\dot{x}(0) = 0$ und ergibt sich zu.

$$H = \frac{x_{st}}{\sqrt{1 - D^2}} \quad [2.18]$$

2.4 Stabilitätskriterien

Das oberste Ziel einer jeden Regelung ist ein stabiles Verhalten. Dies bedeutet, dass der geschlossene Regelkreis keine instabilen Dynamiken aufweist, wodurch Zustände sich aufschwingen könnten und in die Unendlichkeit streben würden.

Erzielt wird dies durch geeignete Wahl von Regelungsstruktur und Reglerparametern. Überprüft werden kann die Stabilität anhand einer der folgenden Kriterien:

1. Polstellenüberprüfung
2. Spezielles Nyquist-Kriterium
3. Erweitertes Nyquist-Kriterium mittels Gershgorinkreisen

2.4.1 Polstellenüberprüfung

Mittels einer Polstellenüberprüfung können geschlossene Regelkreise schnell und einfach auf Stabilität überprüft werden. Die Polstellenuntersuchung des geschlossenen Regelkreises lässt sich auf SISO- und MIMO-Systeme anwenden. Weiter lässt eine Polstellenuntersuchung Schlüsse auf das dynamische Verhalten des geschlossenen Regelkreises zu. Zur Auslegung eines Reglers oder einer Regelungsstruktur ist diese Methode jedoch nicht dienlich.

Für die Polstellenuntersuchung werden die Nullstellen des charakteristischen Polynoms der Übertragungsfunktion des Regelkreises G untersucht.¹

$$G = \frac{P * R}{1 + P * R} \quad [2.19]$$

$$0 = 1 + P * R \quad [2.20]$$

Alternativ können die Polstellen auch aus der Zustandsraumdarstellung ermittelt werden, da die Polstellen der Übertragungsfunktion mit den Eigenwerten der Systemmatrix A des geschlossenen Regelkreises G übereinstimmen. Bestimmt werden die Eigenwerte λ über Gleichung [2.21].

$$\det(A - \lambda E) = 0 \quad [2.21]$$

Um die Stabilität von G - dem geschlossenen Regelkreis – zu bestätigen, dürfen keine Polstellen mit positivem Realteil auftreten. Dies würde eine sich verstärkende Dynamik bedeuten. Allgemein beschreibt die Lage eines Pols folgende Eigenschaften des Systems:

- Der Betrag des Pols bestimmt die Kreisfrequenz der Schwingung in rad pro Sekunde

$$\omega = |Pol| \quad [2.22]$$

- Der Winkel zwischen Realachse in negativer Richtung und Ortsvektor der Polstelle gibt das Maß der Dämpfung an

$$D = \cos(\vartheta) = \frac{-Re\{Pol\}}{\sqrt{Re\{Pol\}^2 + Im\{Pol\}^2}} \quad [2.23]$$

¹ Lunze 2014b

2.4.2 Spezielles Nyquist-Kriterium

Das spezielle Nyquist-Kriterium zur Überprüfung der Stabilität des geschlossenen Regelkreises erfolgt anhand der Übertragungsfunktion der offenen Kette aus Regler und Regelstrecke. Es kann nur auf stabile offene SISO-Regelkreise mit maximal einer Polstelle auf der imaginären Achse angewendet werden.¹

Vereinfacht dargestellt überprüft das Kriterium, ob es periodische Eingangssignale gibt, auf welche die offene Regelkette eine umgekehrte - um 180° phasenverschobene – und verstärkte Antwort gibt. Würden diese auf den Eingang rückgekoppelt werden, so verstärkte der geschlossene Regelkreis das Eingangssignal bis in die Unendlichkeit. Der Regelkreis ist folglich nicht stabil.

Überprüft werden kann das Kriterium anhand der Ortskurve des offenen Regelkreises. Die Ortskurve darf den so genannten Nyquist-Punkt bei [-1,0] nicht durchfahren oder umschließen.

Der Nyquist-Punkt markiert die Grenze zu dem anfangs beschriebenen Sachverhalt, der verstärkten umgekehrten Antwort.

Eine weitere anschauliche Begründung, warum der Nyquist-Punkt nicht durchfahren werden darf, stammt aus der Übertragungsfunktion des geschlossenen Regelkreises. Da

$$G = \frac{R * P}{1 + R * P} = \frac{G_o}{1 + G_o} \quad [2.24]$$

ist ersichtlich, dass G_o niemals real minus eins annehmen darf, da die Übertragungsverstärkung sonst gegen unendlich strebt.

Es folgt ein Beispiel, um das Stabilitätskriterium zu verdeutlichen.

In Abbildung 2 ist die Ortskurve einer beispielhaften Strecke P mit zwei unterschiedlichen P-Reglern dargestellt. Die Übertragungsfunktion der Strecke lautet:

$$P = \frac{1}{s^4 + 2s^3 + 3s^2 + 2s + 1} = \left(\frac{1}{s^2 + s + 1} \right)^2 = PT2^2 \quad [2.25]$$

Die Pole von P liegen bei $-0,5 \pm j0,866$. Dies bedeutet, dass das oben angeführte spezielle Nyquist-Kriterium angewendet werden darf, da alle Polstellen einen negativen Realteil aufweisen.

Die unterschiedlichen Regler lauten:

$$R_1 = 0,5 \quad [2.26]$$

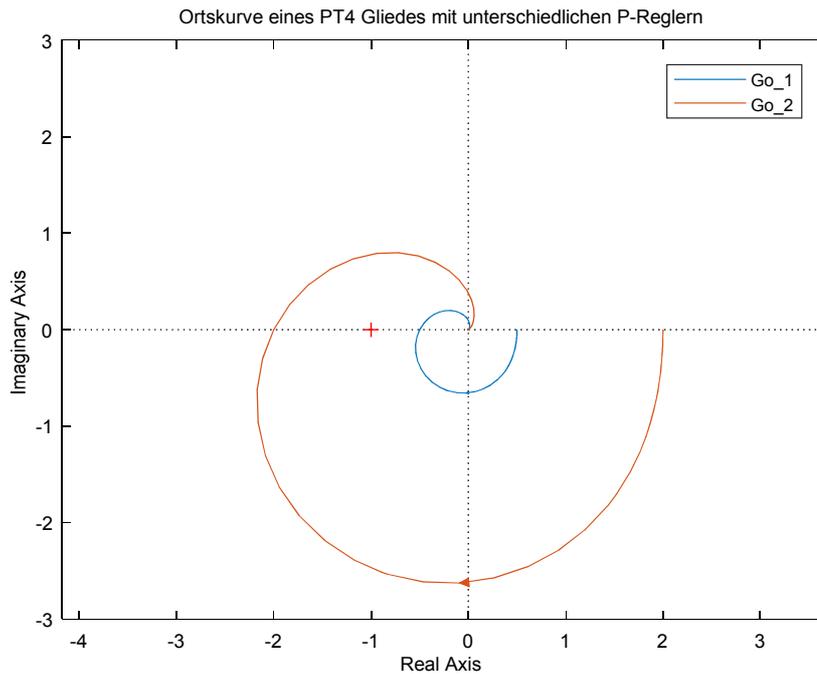
$$R_2 = 2 \quad [2.27]$$

Die Übertragungsfunktion der offenen Ketten sind folgend definiert

$$G_{O_i} = R_i * P \quad [2.28]$$

¹ Unbehauen 2007

Abbildung 2: Ortskurve eines PT4 Gliedes aus zwei PT2 Gliedern mit zwei unterschiedlichen P-Reglern



Der Nyquist-Punkt ist in Abbildung 2 durch ein rotes Kreuz gekennzeichnet. Durch Verfolgung der Ortskurven der unterschiedlichen offenen Regelkreise, wird ersichtlich, dass beide mit einer endlichen Verstärkung und null Grad Phasenverzug bei einer quasi stationären Anregung ($\omega \rightarrow 0$) starten. Beide Strecken besitzen eine gesamte Phasenverschiebung von -360 Grad. Sie enden beide für $\omega \rightarrow \infty$ im Ursprung. Auf dem Weg Ω von $0 \rightarrow \infty$ umschließt G_{o_1} den Nyquist-Punkt nicht. Der geschlossene Regelkreis mit R_1 ist folglich stabil. G_{o_2} umschließt auf seinem Weg den Nyquist-Punkt bei $[-1,0]$. Ein geschlossener Regelkreis mit R_2 ist folglich nicht stabil.

Das spezielle Nyquist-Kriterium lässt sich ebenfalls im Bodediagramm ablesen. Abbildung 3 stellt die zuvor angeführten Beispiele im Bodediagramm dar. Der Nyquist-Punkt entspricht im Bodediagramm einer Phasenverschiebung von -180° und einer Verstärkung von 0 dB. Folglich muss zur Erfüllung des speziellen Nyquist-Kriteriums die Verstärkung kleiner 0 dB sein, bevor eine Phasenverschiebung von -180° besteht. Dies ist für G_{o_1} gegeben. G_{o_2} besitzt hingegen eine Verstärkung größer 0 dB. Der geschlossene Regelkreis wird mit Regler 2 instabil sein.

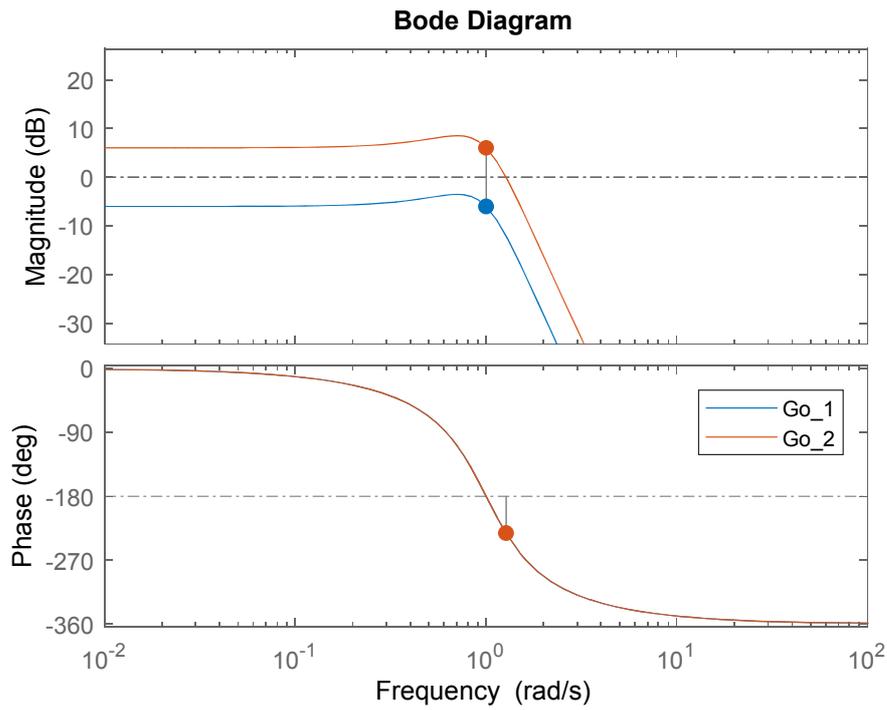


Abbildung 3: Bodediagramm der offenen Übertragungsfunktionen mit Kennzeichnung kritischer Stellen zur Beurteilung der Stabilität des geschlossenen Regelkreises.

2.4.3 Spezielles erweitertes Nyquist-Kriterium für MIMO-Systeme

Das zuvor beschriebene spezielle Nyquist-Kriterium zur Beurteilung der Stabilität lässt sich unter bestimmten Voraussetzungen mithilfe des Gershgorin-Theorems auch auf MIMO-Systeme verallgemeinern.

Es gilt weiterhin die streckenspezifische Bedingung, dass keine positiven Polstellen in den Einzelstrecken enthalten sein dürfen, die Einzelstrecken also stabil sind.

Die Forderung eines SISO-Systems wird jedoch abgeschwächt, indem auch schwach gekoppelte MIMO-Systeme untersucht werden dürfen. Diese zeichnen sich dadurch aus, dass Kopplungsterme der Übertragungsmatrix – Übertragungsfunktionen abseits der Hauptdiagonalen – deutlich kleiner sind als die direkten Übertragungsglieder auf der Hauptdiagonalen. Eine solche Übertragungsmatrix wird bei Erfüllung dieser Voraussetzung diagonaldominant genannt. Die Dynamik eines solchen Gliedes wird maßgeblich durch die Hauptdiagonalen bestimmt. Die verhältnismäßig kleinen Koppelterme erwirken nur geringe Abweichungen. Darum wird das Nyquist-Kriterium mit einem Unsicherheitsgebiet auf die offenen Regelkreise der Hauptdiagonalen angewandt. Das Unsicherheitsgebiet weitet die Ortskurven zu Bändern auf. Ein solches Band besitzt den Namen Gershgorin-Band. Die Weite des Gershgorinbandes wird frequenzabhängig durch die Größe der Koppelterme bestimmt.

Die Ränder des Bandes werden durch die Kontur von Gershgorinkreisen, dessen Mittelpunkt die Ortskurve des offenen Regelkreises ist, gebildet. Der Radius der Gershgorinkreise einer $m \times m$ Übertragungsmatrix Z ergibt sich frequenzabhängig aus [2.29].

$$r_i(s) = \sum_{j=1, j \neq i}^m |z_{ji}(s)| \quad [2.29]$$

Beispielhaft wird dies nachfolgend auf ein MIMO-System angewendet. Es wird ein MIMO-Regelkreis G_{MIMO} aus einer MIMO-Strecke P_{MIMO} mit einem, aus dem zuvor eingeführten Regler R_1 bestehenden, Regler R_{1MIMO} untersucht.

$$P_{MIMO} = \begin{bmatrix} P & P * 0,1 \\ 0 & P \end{bmatrix} \quad [2.30]$$

$$R_{1MIMO} = \begin{bmatrix} R_1 & 0 \\ 0 & R_1 * 0,5 \end{bmatrix} \quad [2.31]$$

$$G_{O_{MIMO}} = P_{MIMO} * R_{1MIMO} = \begin{bmatrix} G_{O1} & P * 0,1 \\ 0 & G_{O1} * 0,5 \end{bmatrix} \quad [2.32]$$

$$G_{MIMO} = \frac{G_{O_{MIMO}}}{E + G_{O_{MIMO}}} \quad [2.33]$$

$$E = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \quad [2.34]$$

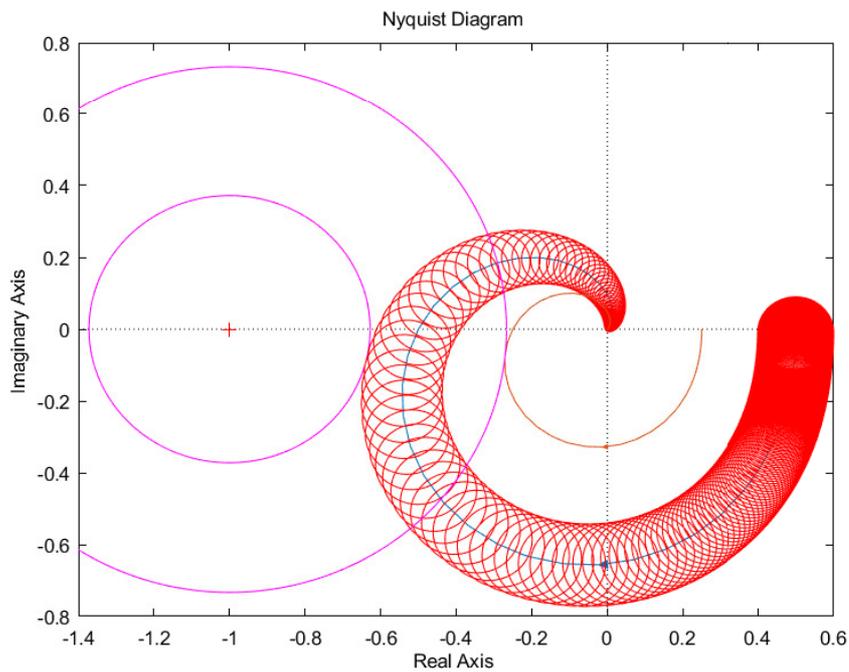


Abbildung 4 zeigt das Nyquist-Diagramm der diagonalen Übertragungsfunktionen $G_{MIMO,1,1}$ und $G_{MIMO,2,2}$ in blau und orange. Den Ortskurven überlagert liegt das Band aus Gershgorinkreisen in rot. Die Gershgorinkreise der orangenen Ortskurve ($G_{MIMO,2,2}$) besitzen einen Radius von Null, da der Koppelterm $G_{MIMO,2,1}$ Null ist. Aufgrund des Gershgorintheorems kann dem geschlossenen Regelkreis G_{MIMO} Stabilität zugesprochen werden, da kein Gershgorinband den Nyquistpunkt umschlingt oder durchläuft.

2.5 Modellbildung

Da die vorliegende Arbeit ausschließlich auf simulierten Daten basiert, wird das folgende Kapitel eine kurze Einführung in die Entwicklungsumgebung und die Modelle geben.

2.5.1 Vorstellung der Entwicklungsumgebung

Das Fraunhofer IWES nutzt für die mechanische Simulation von Windenergieanlagen die so genannte MoWiT (Modelica for Wind Turbines) Umgebung. Sie besteht aus einer zentralen Dateiverwaltung (Git), um zu ermöglichen, dass mehrere Personen an einem Projekt arbeiten können, während Aktualisierungen schnell übernommen werden können.

Im Git sind die Eigenschaften einzelner Teilmodelle in der modelica Programmiersprache definiert. Modelica ist eine objektbezogene Programmiersprache, welche ermöglicht, einzeln definierte Gleichungen zu einem großen mathematischen Gleichungssystem zusammenzufügen. Es gibt Teilmodelle für die Mechanik der Blätter, des Rotors, welcher aus den Blättern besteht, dem Turm, der Nabe, des Triebstangs, etc. sowie der Aerodynamik, elektrischen Bauteile und Windmodellen. Teilweise stehen mehrere Modelle einer Komponente bereit, wodurch zwischen realitätsnäheren und simpleren Modellen einer Komponente gewählt werden kann. Mechanische Teilmodelle bieten vereinfacht die Wahl zwischen starren und flexiblen Komponenten. Die flexiblen Modelle sind weiter einstellbar, indem die Anzahl darzustellender Moden vorgegeben wird. Theoretische Grundlagen hierfür können in (Shabana 2005) Kapitel 5 nachgeschlagen werden.

Die aerodynamischen Teilmodelle bestimmen die aus dem Wind auf die Blätter einwirkenden Kräfte. Hierbei sind neben einfachen, auf der Blattelementtheorie basierenden Modellen, ebenfalls Modelle vertreten, welche transient wirken. Zu erwähnen ist hierbei das dynamic Wake Modell, welches aerodynamische Zustandsänderungen nicht sofort erlaubt, sondern diese transient ineinander überführt. Ein weiteres solches Modell ist das Modell des dynamic Stall. Dieses Modell bewirkt, dass die statischen Profilpolare der Rotorblätter bei rapiden Änderungen angepasst werden. Ein weiteres essenzielles Modell ist das Modell des Turmvorstaus. Informationen zu den aerodynamischen Modellen und deren Implementierung können in Cortina (2012) gefunden werden.

Durch Parameterdateien und Angaben der zu verwendenden Teilmodelle kann ein Windenergieanlagenmodell definiert werden.

Besteht ein definiertes Anlagenmodell, so kann Dymola genutzt werden, welches die Gleichungen einliest und das dafür passende Gleichungssystem entwickelt. Dieses kann anschließend ebenfalls mit Dymola simuliert werden. Während der Simulation und im Anschluss stehen Werte für jede in den Modellen definierte Größe zur Verfügung.

2.5.2 Anlagenmodell der Simulation

Im folgenden Unterkapitel wird das Anlagenmodell der zu untersuchenden IWES 2,5 MW Windenergieanlage genauer beschrieben. Das folgend beschriebene Modell bildet den Grundstock aller anderen Modelle. Es bildet die Realität aufgrund seiner Umfänglichkeit gut ab. Darum wird dieses für die Evaluation der Regler genutzt.

Die Grundparameter der Windenergieanlage sind in der folgenden Tabelle 1 beschrieben und bleiben immer unverändert.

**Wissenschaftlicher
Hintergrund**

Elektrische Nennleistung	2,5 MW	
Nabenhöhe	90 m	
Getriebeübersetzung	1:119	
Konuswinkel des Rotors	2,5°	
Rotordurchmesser	100 m	
Horizontale Wellenlage	5,0 °	

**Tabelle 1: Grundparameter
der IWES 2,5 MW Onshore-
Windenergieanlage**

Das Modell dieser Anlage besitzt die in Tabelle 2 aufgelisteten Teilmodelle mit der jeweils angegebenen Spezifikation

Wind	Turbulenz	Ein
Rotor	Dynamic Stall	Ein
	Dynamic Wake	Ein
	Biegbar	6 Moden pro Blatt
Nabe	Starr	
Pitchantrieb	PT2-Glied	10 Hz / D = 0,7
Turm	Biegbar	6 Moden
Triebstrang	flexibel	1D - 2 Massenschwinger

**Tabelle 2: Für die Simulation
verwendete Teilmodelle**

2.6 Analyseverfahren

2.6.1 Sprungantwort

Sprungantworten sind ein elementares Analyseverfahren zur Untersuchung von Reglern. Hierbei wird der geschlossene Regelkreis einem Sprung auf seine Führungsgröße ausgesetzt. Üblicherweise ist dies ein Sprung von Null auf Eins. Anhand der Reaktion des Ausgangs des Regelkreises können unterschiedliche Kennwerte abgeleitet werden. In Abbildung 5 ist eine beispielhafte Sprungantwort dargestellt. Die folgenden Kennwerte sind in der Abbildung verdeutlicht.

Die Anstiegsdauer beschreibt die Zeitspanne, die der Regelkreis benötigt, um von 10% bis 90% des Endwerts zu gelangen.

$$T_{\text{anstieg}} = t(y = 10\% * y_{\text{final}}) - t(y = 90\% * y_{\text{final}}) \quad [2.35]$$

Der auftretende Maximalwert findet sich, in Relation zum Endwert gesetzt, als Überschwingweite wieder.

$$\ddot{U} = \frac{y_{\text{max}}}{y_{\text{final}}} \quad [2.36]$$

Die Ausregeldauer beschreibt die Dauer von Änderung der Führungsgröße bis die Regeldifferenz dauerhaft kleiner 2% des Endwerts beträgt.

$$T_{\text{ausregel}} = t(|y - y_{\text{final}}| < 2\% * y_{\text{final}}) \quad [2.37]$$

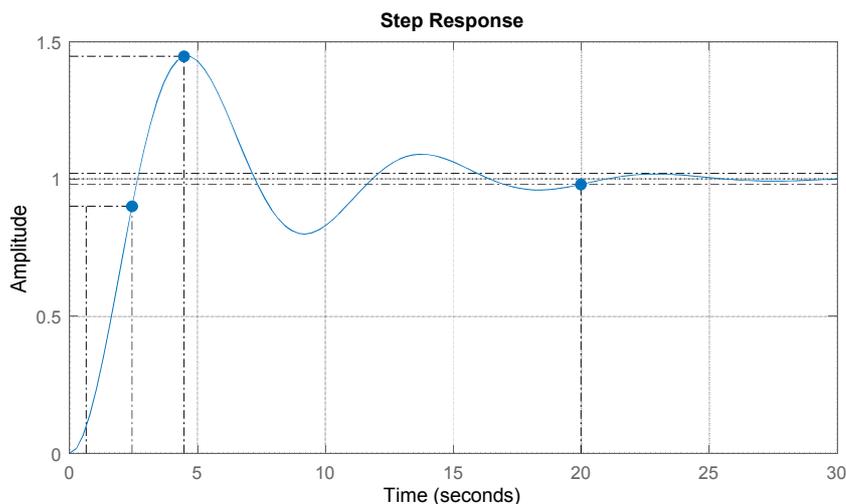


Abbildung 5: Darstellung einer Sprungantwort eines beliebigen Systems. Die Punkte und Zeitspannen zum Ermitteln der Anstiegsdauer, des Überschwingens und der Ausregeldauer sind eingetragen.

2.6.2 Anlagensimulation

Um an möglichst realitätsnahe Daten des Betriebs der Windenergieanlage mit einem spezifischen Regler zu gelangen, werden Simulationen in MoWit ausgeführt. Der Regler wird dafür in die MoWit Simulationsumgebung als dll Datei integriert und genutzt, um die IWES 2,5 MW Anlage zu regeln. Die Exportierung eines Reglers per dll Datei wird in Kapitel 4.1.1 genauer beschrieben.

Um die nötigen Zeitreihen für eine Schädigungsrechnung und weitere Analysen zu gelangen, wird die Windenergieanlage mit dem jeweiligen Regler Simulationen nach DLC 1.1 der Richtlinie zur Lastsimulation des DNVGL unterzogen.¹ Dies entspricht mehrerer Simulationen der Anlage unter unterschiedlichen Windbedingungen im Produktionsbereich. Der Wind ist hierbei turbulent. Er entspricht den Vorgaben der IEC61400-1 Edition 3 und ist als Kategorie B mit Anwendung des Normalturbulenzmodells definiert. Es werden Windgeschwindigkeiten von drei bis 23 m/s in zwei m/s Abständen untersucht. Für jede Windgeschwindigkeit werden sechs Simulationen durchgeführt, welche unterschiedliche Windverläufe aufweisen, jedoch denselben Mittelwert besitzen. Dies verdeutlichend, sind in Abbildung 6 zwei unterschiedliche Windverläufe - auch eng. seeds genannt - derselben mittleren Windgeschwindigkeit dargestellt.

Es werden für die Untersuchung unterschiedlicher Regler immer dieselben Windverläufe verwendet. So sollen die Ergebnisse der unterschiedlichen Regler möglichst gut miteinander vergleichbar sein. Da die verwendeten Windverläufe jedoch nicht nur von der Zeit, sondern auch von der räumlichen Stelle abhängig sind, kann es dennoch passieren, dass räumlich kleine Extremwertbedingungen, abhängig von der aktuellen Rotorstellung, nicht alle Regler gleichmäßig treffen. Dies weiter zu untersuchen ist jedoch schwierig und es stellt sich die allgemeine Frage, ob ein solches Verhalten nicht realitätsnäher ist, als würde es aus der Beurteilung heraus gerechnet würde. Der Autor dieser Arbeit vertritt die Auffassung, dass solche Ereignisse nicht herausgerechnet werden sollten, da hierdurch die Realitätsnähe verkleinert wird und nicht bekannt ist, womit ein solches Ereignis ersetzt werden sollte. Ebenso wäre der Zeitraum einer solchen Ersetzung die nächste offene Fragestellung, da während der Simulation nicht immer wieder ein Ereignis eintritt, welches ausgeregelt wird, um anschließend ein neues Ereignis auszuregeln. Die Simulation verkettet viele kleine Ereignisse (Änderungen des Windzustandes an den Blättern), ohne dass diese zwangsweise ausgeregelt sein müssen. So ist der Einfluss eines zeitlich kurzen, da nur örtlich lokal wirkendes, Extremereignis nicht eindeutig vom übrigen Verlauf zu trennen.

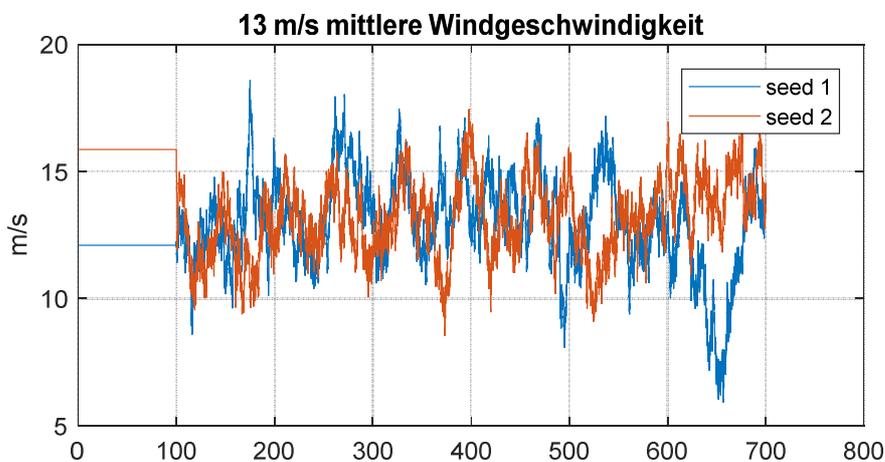


Abbildung 6: Darstellung zweier Windverläufe derselben mittleren Windgeschwindigkeit.

Eine Simulation beinhaltet eine Eischwingdauer von mindestens 100 Sekunden bei stationärem Windfeld, um die Anlage sicher in ihren Arbeitspunkt zu führen. Anschließend werden 600 Sekunden bei turbulentem Wind simuliert. Auf diese Weise entstehen 66 Zeitreihen, welche 660 Minuten des realen Betriebs widerspiegeln.

¹ DNVGL 2016

Mittels einer angenommenen Windverteilung werden die simulierten Daten entsprechend der Auftretenswahrscheinlichkeit auf eine Lebensdauer von 20 Jahren hochgerechnet. Die hierfür genutzte Windverteilung ist eine Weibullverteilung mit dem Formfaktor Zwei und dem Skalenfaktor 7,5.

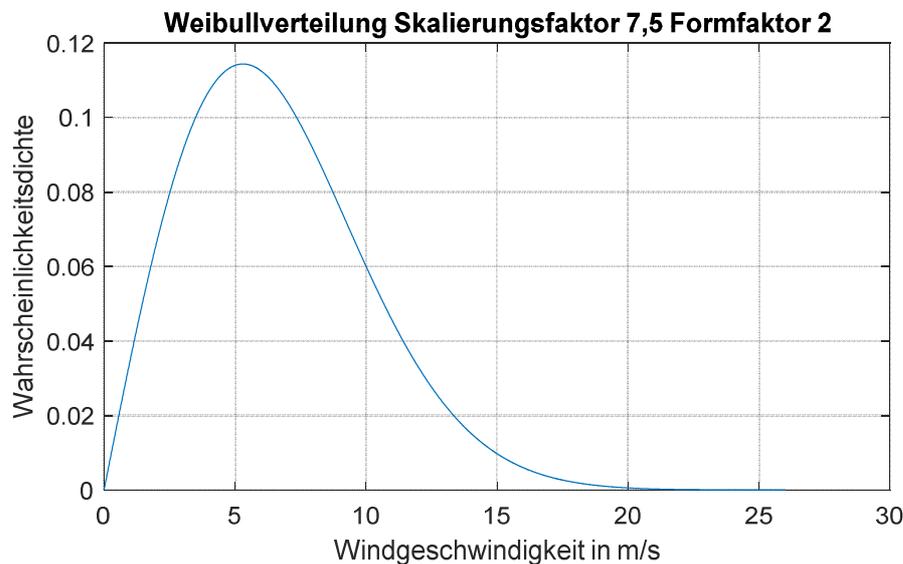


Abbildung 7: Darstellung der genutzten Weibullverteilung zur Hochrechnung der simulierten Daten abhängig ihrer mittleren Windgeschwindigkeit

Die so gewonnenen Daten werden folgend zur Bestimmung der Schädigung, Lebensdauer und DELs herangezogen. Außerdem wird die Pitchaktivitätsgröße *ADC*, die mittlere Leistung und dessen Standardabweichung aus den hochgerechneten Zeitreihen bestimmt.

2.6.3 Schädigungsäquivalente Lasten

Die Bestimmung schädigungsäquivalenter Lasten beruht auf den von Wöhler geschaffenen Grundlagen zur Berechnung der Schädigung und Lebensdauer. Hiernach kann das Maß der Schädigung eines Bauteils, durch Anzahl und Amplitude von einwirkenden Spannungsänderungen, bestimmt werden. Da Spannungsänderungen eines Bauteils durch Belastungsänderungen hervorgerufen werden, kann die Theorie für die Zwecke dieser Arbeit auch auf Belastungsänderungen verallgemeinert werden. Um Einflüsse des Reglers genauer analysieren zu können, werden achsenabhängige Lasten nicht zu resultierenden Lasten zusammengerechnet, sondern verbleiben in ihren Komponenten. So können Einflüsse besser getrennt voneinander veranschaulicht werden.

Mit zeitabhängigen Lastreihen wie aus Kapitel 2.6.2 und bekannten Bauteileigenschaften kann eine nominelle Lebensdauer bestimmt werden. Dies wird aufgrund unbekannter Bauteileigenschaften nicht verwendet.

Zum Vergleichen unterschiedlicher Belastungen lassen sich sogenannte schädigungsäquivalente Lasten bestimmen. Hierbei wird ein Lastspektrum, welches aus Lastamplituden und zugehörigen Schwingspielzahlen besteht, auf genau ein Paar aus Lastamplitude und zugehöriger Schwingspielzahl reduziert. Die Schädigung dieser einen Lastamplitude bei der entsprechenden Schwingspielzahl ist genau so groß, wie die Schädigung aufgrund des ursprünglichen Lastkollektives mit unterschiedlichen Schwingspielzahlen. Aufgrund dieser Definition wird diese berechnete Lastamplitude auch schädigungsäquivalente Last genannt. Aus dem englischen ist dieser Begriff als damage equivalent load bekannt und wird häufig mit DEL abgekürzt. Diese Abkürzung wird auch in dieser Arbeit verwendet. Diese Größe ist für die Bewertung eines Reglers

besonders interessant, da sie eine zwischen verschiedenen Reglern vergleichbare Größe darstellt. Sie repräsentiert die schädigende Last bei Einsatz eines speziellen Reglers

Die Schädigungsrechnungen dieser Arbeit werden mittels des durch das NREL veröffentlichten Tools *mlife* durchgeführt. Dieses Tool basiert auf MATLAB und ist frei zugänglich. Über dies hinaus besitzt es neben den Grundlagen von Wöhler auch neuere Modifikationen.

Die genaue Konfiguration der Analyse kann den Anlagen entnommen werden.

Für weitere Berechnungshintergründe wird auf die Dokumentationen zu *mlife* verwiesen.¹²

Die untersuchten Lasten werden folgend benannt und kurz beschrieben.

Es werden die Kräfte auf das Hauptlager der Rotorwelle berechnet. Benannt sind sie mit *mainBearing_F_stat_x*, *mainBearing_F_stat_y* und *mainBearing_F_stat_z*. *x* entspricht hierbei dem axialen Schub, *y* einer Horizontalkraft und *z* einer Vertikalkraft.

An der Stelle des Hauptlagers werden außerdem die Momente der langsamen Welle untersucht. Benannt sind sie mit *mainBearing_T_stat_x*, *mainBearing_T_stat_y* und *mainBearing_T_stat_z*. *x* entspricht dem Torsionsmoment, *y* dem vertikalen Biegemoment und *z* dem horizontalen Biegemoment.

Weiter werden die Momente am Turmfuß untersucht. Sie heißen *tower_bottom_x*, *tower_bottom_y* und *tower_bottom_z*. *x* entspricht dem Rollmoment, *y* dem Neigemoment und *z* dem Torsionsmoment.

Außerdem werden das Schlag- und Schwenkmoment der Blätter an der Blattwurzel analysiert. Sie sind als *bladeRoot_edgewise* und *bladeRoot_flapwise* benannt. Flap ist das Schlagmoment, Edge ist das Schwenkmoment.

2.6.4 Pitchaktivität, Leistung und Leistungsqualität

Um die Pitchaktivität unterschiedlicher Regler miteinander vergleichen zu können, wird die Größe *ADC_{eff}* eingeführt. Sie gibt die mittlere Pitchgeschwindigkeit im Verhältnis zur maximal möglichen Pitchgeschwindigkeit an. Ermittelt wird sie indem die in Kapitel 2.6.2 beschriebenen Simulationen analysiert werden. Es wird für jede Windgeschwindigkeit, bestehend aus den sechs Seeds, eine mittlere Pitchgeschwindigkeit aus den vorhandenen Daten bestimmt. So liegen mittlere Pitchgeschwindigkeiten abhängig von der mittleren Windgeschwindigkeit vor. Diese werden entsprechend der zuvor genannten Weibull-Windgeschwindigkeitsverteilung mit ihrer Auftretenswahrscheinlichkeit multipliziert und die Ergebnisse addiert. So ist eine für die Windverhältnisse effektive Pitchaktivität bestimmt.

$$ADC_{eff} = \sum_{i=1}^{n_{vHub}} p_i * \frac{|\overline{\theta}_i|}{\hat{\theta}_{max}} \quad [2.38]$$

Mit n_{vHub} als Anzahl der untersuchten Windgeschwindigkeiten, p_i als Auftretenswahrscheinlichkeit der mittleren Windgeschwindigkeit, $|\overline{\theta}_i|$ als mittlere absolute Pitchgeschwindigkeit und $\hat{\theta}_{max}$ als maximal mögliche Pitchgeschwindigkeit.

Die Auftretenswahrscheinlichkeiten werden hierbei durch die *mLife* Auswertung gewonnen und für diese Analyse übernommen.

Dieses Vorgehen wird ebenfalls mit der Leistung der Windenergieanlage durchgeführt. Es werden von der mittleren Windgeschwindigkeit abhängige mittlere Leistungen aus den Simulationsdaten gewonnen und anschließend mit den

¹ Hayman 2012

² Hayman und Buhl 2012

Auftretenswahrscheinlichkeiten der mittleren Windgeschwindigkeit multipliziert. Diese Werte aufaddiert ergeben eine für die Windverhältnisse mittlere Leistungsabgabe. Sie wird auch effektive Leistung genannt. Nicht berücksichtigt sind hierbei Ausfallzeiten.

$$P_{eff} = \sum_{i=1}^{n_{vHub}} p_i * \bar{P}_i \quad [2.39]$$

\bar{P}_i beschreibt hierbei die mittlere Leistung einer mittleren Windgeschwindigkeit i .

Um über den puren Absolutwert der effektiven Leistung hinaus auch eine Qualitätskennzahl der Leistung zu erfahren, werden ebenfalls effektive Standardabweichungen der Leistung bestimmt. Hierfür werden die Standardabweichungen der einzelnen Seeds bestimmt. Die Standardabweichungen von Seeds gleicher Windgeschwindigkeit werden miteinander gemittelt, um Standardabweichungen abhängig der mittleren Windgeschwindigkeit zu erhalten. Diese werden wieder mit der Auftretenswahrscheinlichkeit der mittleren Windgeschwindigkeit multipliziert und die Ergebnisse aufaddiert, um für die Windverhältnisse effektive Standardabweichungen der Leistung zu erfahren.

$$\sigma_{P\,eff} = \sum_{i=1}^{n_{vHub}} p_i * \bar{\sigma}_i \quad [2.40]$$

$\bar{\sigma}_i$ beschreibt hierbei die mittlere Standardabweichung der Leistung der Seeds einer mittleren Windgeschwindigkeit.

3 Systemanalyse

Das folgende Kapitel befasst sich mit der Untersuchung des zu regelnden Anlagenmodells, sodass Daten bestehen, mit denen Regler ausgelegt werden können.

3.1 Rotorkennfelder

Rotorkennfelder bieten die Möglichkeit, stationäre Zustände des aerodynamischen Systems zu veranschaulichen, indem dimensionslose Beiwerte für den möglichen Bereich der Einsatzparameter Schnelllaufzahl und Pitchwinkel bestimmt werden. Genauer handelt es sich um die Kennfelder des Leistungsbeiwerts c_p , des Antriebsmomentenbeiwerts c_M und des Schubbeiwerts c_T . Die genannten aerodynamischen Beiwerte werden bei einer vorgegebenen dimensionslosen Schnelllaufzahl λ und einem vorgegebenen Pitchwinkel θ bestimmt und über diesen aufgetragen.

Erlangt werden die Beiwerte des Rotors durch Simulationen des starren Rotors unter Ausblendung des Turms oder weiterer Bauteile bei vorgegebener Drehzahl, vorgegebener gleichmäßiger Windgeschwindigkeit und vorgegebenem Pitchwinkel. Das Aerodynamikmodell wird überdies ebenfalls weitestgehend vereinfacht, sodass transiente Dynamiken nicht berücksichtigt werden. Auf diese Weise sollen die stationären Endzustände des aerodynamischen Systems bestimmt werden.

Die Bestimmung der Rotorkennfelder erfolgt innerhalb der MoWit-Umgebung.

Die resultierenden Einstellungen lauten:

1. stetiger Wind
2. kein Windshear
3. kein Turmvorstau
4. kein dynamik Stall
5. kein dynamik Wake
6. keine Schräganströmung
7. kein Aufwind
8. Windgeschwindigkeit 10 m/s
9. starrer Rotor
10. starrer Turm
11. Freiheitsgrad Rotordrehzahl entfernt & Rotordrehzahl festgesetzt
12. Freiheitsgrad Pitchwinkel entfernt & Pitchwinkel festgesetzt
13. Definition der Leistung als Ausgangsgröße

Folgend werden die genannten Einstellungen kurz begründet.

Die Einstellungen [1] – [7] dienen der Simplifizierung des Aerodynamikmodells auf rein stationäre Teilmodelle. Schräganströmung und Aufwindverhalten werden nicht untersucht, da auch diese transiente Vorgänge auslösen. Über dies hinaus sollen die Rotorkennfelder die bestmöglichen Werte des Rotors darstellen.

Die Windgeschwindigkeit der Simulationen in [8] ist auf 10 m/s festgesetzt. Die Wahl der Windgeschwindigkeit ist für die Berechnung der dimensionslosen Kennwerte irrelevant. Dennoch wird eine für den Produktionsbereich mittlere Windgeschwindigkeit gewählt, um eventuellen numerischen Problemen, bei zu kleinen oder zu großen Werten, vorzubeugen.

Wie bereits erwähnt, werden für mechanische Modelle starre Modelle verwendet, um Einflüsse aufgrund von Schwingungen der Struktur zu verhindern ([9],[10]).

Weiter wird dem Modell das nötige Interface hinzugefügt, welches die Freiheitsgrade der Drehzahl und des Pitchwinkels entfernt, sodass diese fest vorgegeben werden können. Die Leistung der Anlage wird als Output des Modells definiert.

Mit diesen Einstellungen werden kurze Simulationen für die möglichen Kombinationen aus Pitchwinkel und Schnelllaufzahl ausgeführt. Die Simulationsdauer muss hierbei nicht groß gewählt werden, da keine Einschwingvorgänge durch die Reduzierung des Modells anzunehmen sind.

Um die Menge an Simulationen einzuschränken, werden Kombinationen, welche dem Wind keine Leistung entnehmen, nicht simuliert. Dies ist anhand des Trends der Ergebniswerte erkennbar. Allgemein gültig ist, dass die Leistung nach Überschreiten des Maximums mit steigenden Pitchwinkeln abnimmt.

Die Beiwerte eines jeden Zeitschritts werden innerhalb von Dymola berechnet, in Ausgabedateien gespeichert und in MATLAB eingelesen. In MATLAB erfolgt anschließend die Auswertung. Die Beiwerte der Betriebszustandspunkte werden durch Mittelung der Beiwerte über das letzte Drittel der Simulationen berechnet. So werden Startwerte und verbliebene Einschwingvorgänge nicht berücksichtigt. Die Werte der nicht durchgeführten Simulationen werden zu Null gesetzt. Dies entspricht nicht der realen Physik. Bei korrekter Berechnung entstünden beispielsweise negative Leistungen. In Anbetracht einer sinnvollen Betriebsstrategie wird dieser Betriebszustand jedoch niemals eingestellt werden. Um eine bessere Lesbarkeit der Ergebnisse erzielen zu können, werden die Werte daher zu Null gesetzt.

Das Ergebnis dieser Vorgehensweise ist in Abbildung 8 exemplarisch anhand eines c_p -Kennfelds dargestellt.

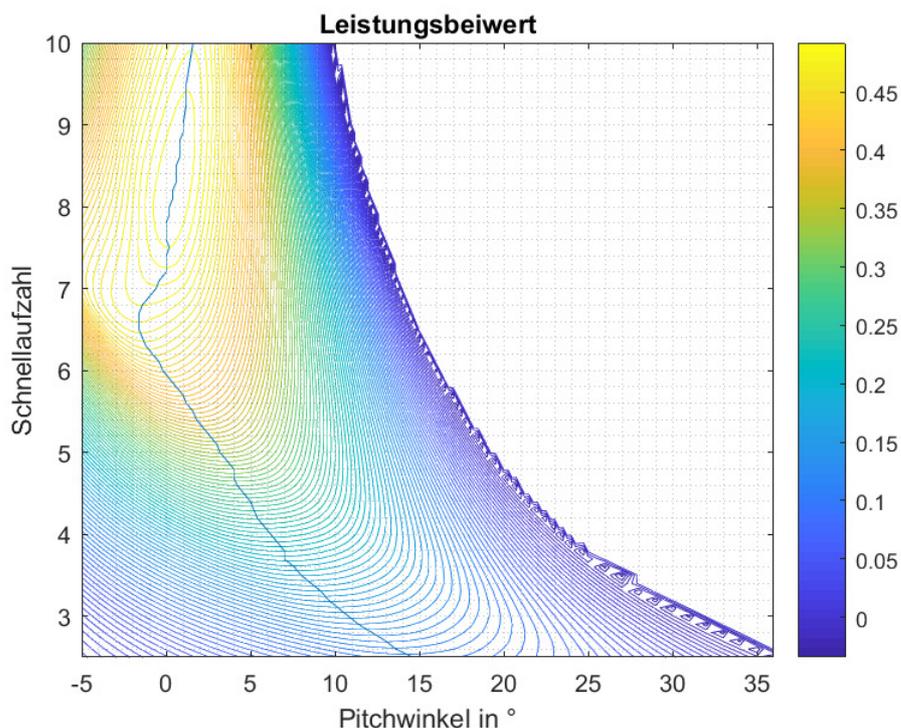


Abbildung 8: Kennfeld des Leistungsbeiwerts der IWES 2,5 MW Anlage

Abbildung 8 stellt den Leistungsbeiwert als Muschelkurven im Gitter aus Schnelllaufzahl und Pitchwinkel dar.

Die Untersuchung erfolgt anhand einer Schrittweite von $0,2^\circ$ entlang der Pitchwinkelachse zwischen -5° und 15° . Bei größeren Pitchwinkeln steigt die Schrittweite auf $0,25^\circ$ an. Die Schnelllaufzahl wird mit einer Schrittweite von $0,1$ analysiert.

Das Maximum beträgt $0,497$.

Als blaue Kurve ist die Kammlinie des Kennfelds dargestellt. Sie folgt den maximalen c_p -Werten einer jeden Schnelllaufzahl.

Über die Auswertung der Kennwerte hinaus wird das simulierte Modell in seinem stationären Endzustand mittels MoWit-eigener Funktion linearisiert. Das linearisierte Modell liegt anschließend als Zustandsraumdarstellung vor. Mittels der D-Matrix des linearisierten Systems ist die Sensitivität der Leistung auf eine Änderung des Pitchwinkels in diesem Arbeitspunkt bekannt. Die Sensitivität $\frac{\partial P}{\partial \theta}$ liegt nach diesen Schritten jedoch als absoluter Wert für den untersuchten Fall bei 10 m/s Windgeschwindigkeit vor. Um die gewonnenen Informationen dieser Simulation auf andere übertragen zu können, wird die Sensitivität verallgemeinert. Da

$$\frac{\partial P}{\partial \theta} = \frac{P(\theta) + P(\theta + \partial) - P(\theta)}{\partial} = \frac{\rho}{2} A * \frac{c_p(\theta) + c_p(\theta + \partial) - c_p(\theta)}{\partial} * v^3 \quad [3.1]$$

gilt, kann $\frac{\partial c_p}{\partial \theta}$ in Abhängigkeit der Schnelllaufzahl und des Pitchwinkels bestimmt werden:

$$\frac{\partial c_p}{\partial \theta} = \frac{\partial P}{\partial \theta} * \frac{2}{\rho * A * v^3} \quad [3.2]$$

Diese Sensitivität des Leistungsbeiwerts gegenüber einer Pitchwinkeländerung ist allgemein gültig und kann auf andere Windgeschwindigkeiten übertragen werden.

3.2 Linearisierung an Arbeitspunkten

Die Theorie der Regelungstechnik besitzt umfangreiche Werkzeuge zur Regelung linearer Strecken. Neben dieser stehen ebenfalls Theorien zur Behandlung nichtlinearer Strecken bereit, wie beispielsweise die sogenannte Model Predictive Control. Diese sind in der Umsetzung jedoch wesentlich komplexer und verlangen ein hohes Maß von Wissen über die Strecke.

In den meisten Fällen zu regelnder Strecken genügt es, die Strecke in ihrem Arbeitspunkt zu linearisieren und anhand dieses linearisierten Systems einen Regler zu entwickeln oder zu beurteilen. Die Zulässigkeit dieses Ansatzes liegt in dem Sinn des Regelns selbst, da die Regelung das System genau in dem zur Linearisierung genutzten Arbeitspunkt halten soll. Dieser Ansatz wird in auch in dieser Arbeit verfolgt.¹

Üblicherweise wird eine Linearisierung durch die Beschreibung des Differenzialgleichungssystems in Form von Taylor-Reihen erlangt, nachdem Terme höherer Ordnung entfernt werden.

Für diese Arbeit liegt das Differenzialgleichungssystem jedoch nicht analytisch direkt vor, sondern ist in dem unter Kapitel 2.5.2 beschriebenen System enthalten und kann deshalb nicht direkt verwendet werden. Das System der Windenergieanlage liegt also als simulierbares Modell in der Simulink Software vor. Die fortgeschrittenen Aerodynamikmodelle dynamic Wake und dynamic Stall werden für die Linearisierung abgeschaltet, da lediglich eine Linearisierung der Windenergieanlagenmechanik durchgeführt wird. Zudem würden die erwähnten Teilmodelle der Aerodynamik linearisierte Systeme erzeugen, welche mit der später dargestellten Transformationsmethodik nicht behandelbar sind.

Das Erlangen der linearisierten Systeme erfolgt durch mehrere Schritte.

Zunächst muss ein Regler bestimmt sein, welcher die Anlage in die gewünschten Betriebszustände überführt. Dieser kann beispielsweise anhand der Ergebnisse aus Kapitel 3.1 und dem Vorgehen aus Kapitel 4.2 bestimmt werden. Eine Überprüfung des so ausgelegten Reglers kann aufgrund des bis dahin fehlenden linearisierten Systems jedoch nicht durchgeführt werden.

Zweitens wird eine Simulation der WEA mit dem Regler bei stationären Windbedingungen durchgeführt, sodass die WEA einen eingeschwungenen Betriebspunkt findet. Der Betriebspunkt wird durch den Regler vorgegeben. Nach Erreichen eines quasi-stationären Betriebszustands werden alle derzeitigen Systemzustände gespeichert.

Drittens werden die gespeicherten Systemzustände genutzt, um von ihnen ausgehend eine Optimierung zu starten. Das Ziel der Optimierung ist die Minimierung der Ableitungen der Systemzustände. Dies bedeutet, das Ziel ist die Suche nach einem stationären Zustand.

Viertens wird das enthaltene Gleichungssystem mit den zuvor bestimmten Zuständen linearisiert. Das lineare Modell liegt in der Zustandsraumdarstellung vor.

Da eine WEA in unterschiedlichen Betriebszuständen unterschiedliche linearisierte Systeme aufweist, werden Linearisierungen bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten durchgeführt. Da die linearisierten Systeme später vornehmlich zur Evaluierung der pitchgestützten Regelung genutzt werden, sind die untersuchten Windgeschwindigkeiten auf den Volllastbereich aufgeteilt. Die Anlage wird bei 11 m/s und anschließend von 12 m/s bis 24 m/s in 2 m/s Abständen linearisiert.

¹ Ludyk 1995

Da es aufgrund des rotierenden Rotors möglich ist, dass es Zustände gibt, welche niemals einen stationären Punkt erreichen, sondern zyklisch schwingen, werden außerdem bei jeder Windgeschwindigkeit mehrere Linearisierungen bei unterschiedlichen Rotorwinkeln durchgeführt. Sie alle werden nach dem Vorbild von Bir¹ mit der Colman-Transformation (MBC-Transformation) transformiert. Mittels dieses Schrittes sollen mögliche zyklische Zustände einen stationären Punkt annehmen. Um ein einziges lineares Modell der WEA bei der untersuchten Windgeschwindigkeit zu erhalten, werden die transformierten linearen Modelle einer Windgeschwindigkeit gemittelt.

Für die Regelung nicht relevante Ein- und Ausgänge des Modells werden fallen gelassen. Sie haben keinen Nutzen für eine spätere Untersuchung. Etwaige Dynamiken werden hierdurch nicht entfernt, da die Systemmatrix unverändert bleibt.

Blattbezogene Ein- und Ausgänge werden ebenfalls nach Bir² transformiert, um die nötigen Schnittstellen für spätere Regler bereitzustellen.

So werden linearisierte Systeme der WEA erlangt, welche die Eingänge kollektiver Pitchwinkel, cosinus- und sinuszyklische Pitchwinkel, besitzen und die Ausgänge Generator Drehzahl, cosinus- und sinuszyklisches Blattwurzelschlagmoment, aufweisen. Die erlangten linearisierten Systeme gelten für eine definierte Pitchstellung bei einer definierten Windgeschwindigkeit. Dies bedeutet, dass die Systeme für alle Reglereinstellungen gleicher maximaler Umfangsgeschwindigkeit und elektrischer Leistung gelten.

Folgend sind die beschriebenen Schritte anhand einer Windgeschwindigkeit von 16 m/s dargestellt. 16m/s wird gewählt, da dieser Betriebszustand etwa in der Mitte der Vollastregion liegt.

Die WEA wird bei 16 m/s Windgeschwindigkeit an 36 Positionen des Rotors linearisiert. Der Abstand des Rotorwinkels zwischen zwei Linearisierungen beträgt 10 Grad. Eingänge in das Modell sind die Pitchwinkel der einzelnen Blätter. Ausgänge aus dem Modell sind die Generator Drehzahl, die Turmkopfbeschleunigung, die Turmfußbiegemomente und Blattwurzelschlagmomente. Von weiterer Bedeutung für die Stabilitätsbetrachtung der Regelkreise sind jedoch nur der Drehzahlausgang und die Blattbiegemomente, weshalb die übrigen verworfen werden.

¹ G. Bir: NREL 2008

² G. Bir: NREL 2008

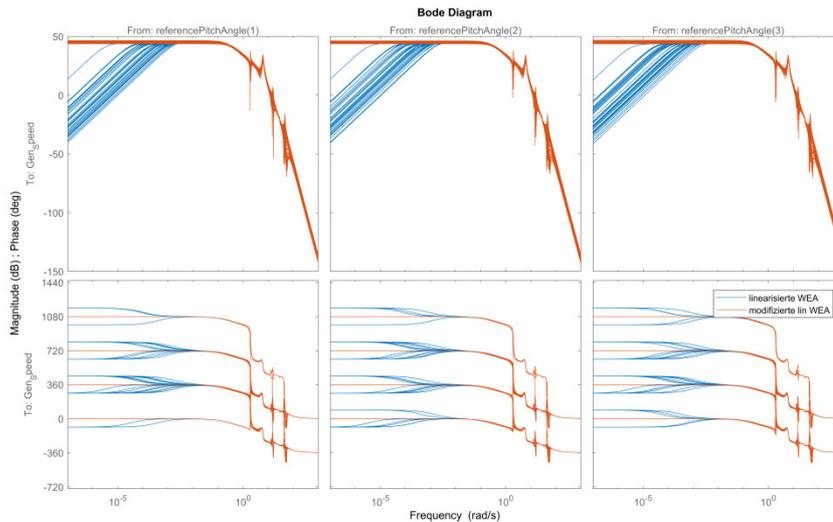


Abbildung 9:
Bodediagramme der
Pitchwinkleingänge auf das
Drehzahlsignal. Die Ein- und
Ausgänge sind eine
Auswahl. Es ist das
linearisierte Modell in blau
gezeigt und ein
modifiziertes in orange.

Abbildung 9 zeigt in blau die 36 linearisierten Systeme bei Rotorwinkeln von 10° bis 360° . Die Amplitudenverläufe ähneln sich ab einer Frequenz von etwa $10^{-3} \frac{\text{rad}}{\text{s}}$ stark. Dies bedeutet, dass die Systeme sich sehr ähneln und lässt den Schluss zu, dass die Linearisierung erfolgreich ist. Bei kleineren Frequenzen fällt die Amplitudenverstärkung jedoch stark ab und es zeigen sich große Unterschiede zwischen den einzelnen Verläufen. Dieses Verhalten ist aus Sicht einer Leistungsbetrachtung nicht möglich. Es würde bedeuten, dass ein quasi-stationäre Änderung ($f \rightarrow 0$) keine Änderung der Rotorgeschwindigkeit nach sich zieht. Dieser Fehler ist darauf zurück zu führen, dass das ursprüngliche Gleichungssystem den Rotorwinkel beinhaltet und dieser fälschlich als eigener Zustand des linearisierten Systems ausgegeben wird. Die orange dargestellten Systeme ergeben sich, nachdem der Einfluss des Winkels entfernt wurde. Sie ähneln sich auch bei niedrigen Frequenzen gut.

Die Spreizung der Phasenverschiebung um Vielfache von 360° ist aus der Realität nicht erklärbar. Sie kann lediglich durch numerische Ungenauigkeiten während der Linearisierung herbeigeführt werden. Für eine erste Betrachtung der linearisierten Systeme ist die Verschiebung jedoch nicht kritisch, da Verschiebungen um 360° bekanntlich keinen Unterschied auf Eingangs-Ausgangsübertragungen besitzen.

Wie Bir¹ ausgeführt hat, ist es essenziell, die Zustände rotierender Systeme in stehende Systeme zu transformieren, um mit diesen später Stabilitätsaussagen treffen zu können.

Die Transformation betrifft Zustände der Blätter, da sie im Raum rotieren. Der Grundgedanke der Transformation ist das Bilden im Raum ortsfester Zustände. Hierfür werden die Zustände der einzelnen drei Blätter in Zustände des Mittelwerts und zweier orthogonaler Achsen transformiert. So wird ein Zustand q der drei Blätter b in die Zustände q_0 , q_c und q_s überführt.

¹ G. Bir: NREL 2008

$$\begin{aligned}
 q_0 &= \frac{1}{3} \sum_{b=1}^3 q_b \\
 q_s &= \frac{2}{3} \sum_{b=1}^3 q_b * \sin(\Psi_b) \\
 q_c &= \frac{2}{3} \sum_{b=1}^3 q_b * \cos(\Psi_b)
 \end{aligned}
 \tag{3.3}$$

Andersherum gilt die Rücktransformation [3.4]

$$q_b = q_0 + q_c * \cos(\Psi_b) + q_s * \sin(\Psi_b)
 \tag{3.4}$$

Die Transformation wird auf die im Zustandsraum definierten linearisierten Systeme angewendet. Die Transformationsgleichungen der Matrizen sind folgend aufgeführt.

$$A_{nrot} = \begin{bmatrix} T_1^{-1} & 0 \\ 0 & T_1^{-1} \end{bmatrix} \left\{ A \begin{bmatrix} T_1 & 0 \\ \Omega T_2 & T_1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \Omega T_2 & 0 \\ \Omega^2 T_3 + \dot{\Omega} T_2 & 2\Omega T_2 \end{bmatrix} \right\}
 \tag{3.5}$$

$$B_{nrot} = \begin{bmatrix} T_1^{-1} & 0 \\ 0 & T_1^{-1} \end{bmatrix} B T_{1c}
 \tag{3.6}$$

$$C_{nrot} = T_{1o}^{-1} [C_1 T_1 + \Omega C_2 T_2 \quad C_2 T_1]; C = [C_1 \quad C_2]
 \tag{3.7}$$

$$D_{nrot} = T_{1o}^{-1} D T_{1c}
 \tag{3.8}$$

Ω entspricht hierbei der Rotorgeschwindigkeit. $\dot{\Omega}$ entspricht der Rotorbeschleunigung, welche zu Null gesetzt wird, da ein stationärer Arbeitspunkt untersucht wird. T_i sind unterschiedliche Transformationsmatrizen, welche unter Bir genauer beschrieben sind.¹ Wichtig für die Anwendung der gezeigten Transformationsgleichungen ist, dass alle Zustände des zu transformierenden Systems als Stammzustand und dessen Ableitung im Zustandsvektor vorkommen. Weiter muss der Zustandsvektor in erster Instanz nach der Ordnung der Zustände sortiert werden. In zweiter Instanz muss der Zustandsvektor unterteilt werden nach Zuständen, welche transformiert werden und die, die nicht transformiert werden. Darüber hinaus muss die Reihenfolge der Stammfunktionen mit der Reihenfolge der Ableitungen übereinstimmen. Um dies zu verdeutlichen ist in [3.9] ein Beispielvektor gezeigt. Er besteht aus einem nicht rotierenden Zustand und weist pro Blatt einen weiteren rotierenden Zustand auf. Der resultierende transformierte Zustandsvektor ist in [3.10] dargestellt. Die rotierenden Zustände q_2 und $q_4 = \dot{q}_2$ der drei Blätter $b1 \dots b3$ sind in ortsfeste Zustände transformiert worden. Der bereits ortsfeste Zustand q_1 verbleibt unverändert.

$$X = \begin{bmatrix} q_{1,nrot} \\ q_{2,rot,b1} \\ q_{2,rot,b2} \\ q_{2,rot,b3} \\ q_{3,nrot} = q_{1,nrot} \\ q_{4,rot,b1} = q_{2,rot,b1} \\ q_{4,rot,b2} = q_{2,rot,b2} \\ q_{4,rot,b3} = q_{2,rot,b3} \end{bmatrix}
 \tag{3.9}$$

¹ G. Bir: NREL 2008

$$X_{trans} = \begin{bmatrix} q_{1,nrot} \\ q_{2,nrot,0} \\ q_{2,nrot,c} \\ q_{2,nrot,s} \\ q_{3,nrot} = q_{1,nrot} \\ q_{4,nrot,0} = q_{2,nrot,0} \\ q_{4,nrot,c} = q_{2,nrot,c} \\ q_{4,nrot,s} = q_{2,nrot,s} \end{bmatrix} \quad [3.10]$$

Die bisher erlangten linearisierten Systeme erfüllen die oben aufgeführten Kriterien nicht. Es fehlen einzelne Zustände und die Reihenfolge ist nicht korrekt. Darum werden die Systeme entsprechend der gewünschten Reihenfolge umstrukturiert und fehlende Zustände werden durch Nullzeilen und Nullspalten an den entsprechenden Stellen ergänzt, sodass diese erfundenen Zustände keinen Einfluss auf das System besitzen und lediglich der Anwendbarkeit der Transformationsgleichungen dienen.

Im Anschluss an die Transformation werden die hinzugefügten Zustände wieder aus dem System entfernt.

Das Ergebnis dieses Vorgehens kann in Abbildung 10 betrachtet werden. In blau sind erneut die 36 linearisierten Systeme von zuvor dargestellt. Dieses Mal jedoch in transformierter Form. Das Bodediagramm zeigt die Generatorgeschwindigkeitsantwort des Systems auf eine Änderung des mittleren Pitchwinkels, häufiger genannt als kollektiver Pitchwinkel. Es ist ersichtlich, dass große Übereinstimmung der 36 Systeme nach der Transformation herrscht.

In orange mit Kreuzen gekennzeichnet ist ebenfalls das Mittelwertsystem dargestellt, welches aus den 36 Einzelsystemen gemittelt wird.

Abbildung 11 zeigt das gesamte Bodediagramm aller Ein- und Ausgänge des linearisierten, transformierten und gemittelten Systems. Ein solches System liegt für alle untersuchten Windgeschwindigkeiten vor.

Die untersuchten Windgeschwindigkeiten begrenzen sich auf den Volllastbereich. Die untersuchten Windgeschwindigkeiten starten bei 11 m/s und erstrecken sich anschließend von 12 m/s in 2 m/s Schritten bis 24 m/s.

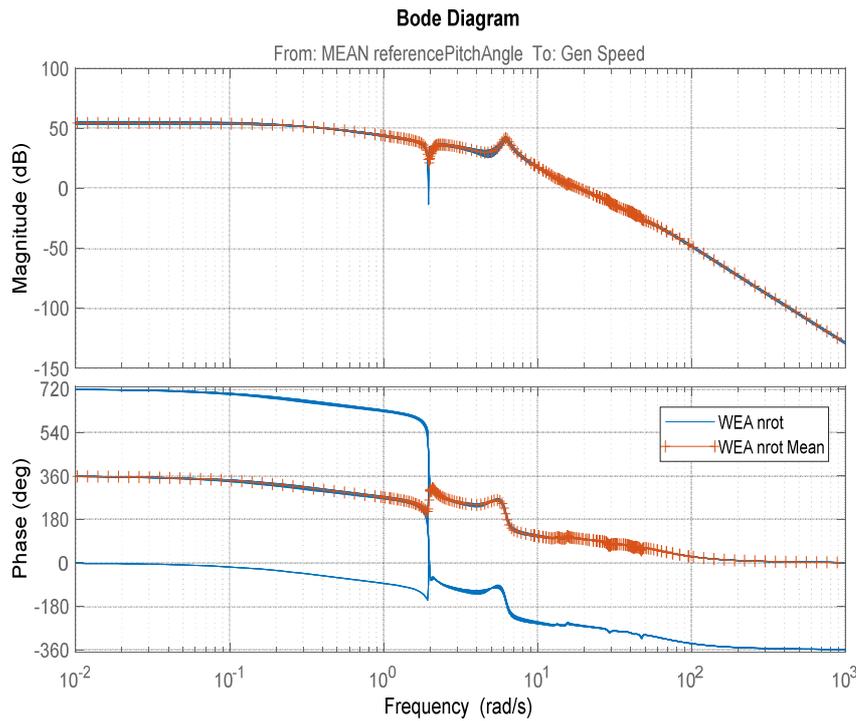


Abbildung 10:
Bodediagramm der transformierten Systeme und deren Mittelwertsystem der Untersuchung bei 16 m/s Windgeschwindigkeit

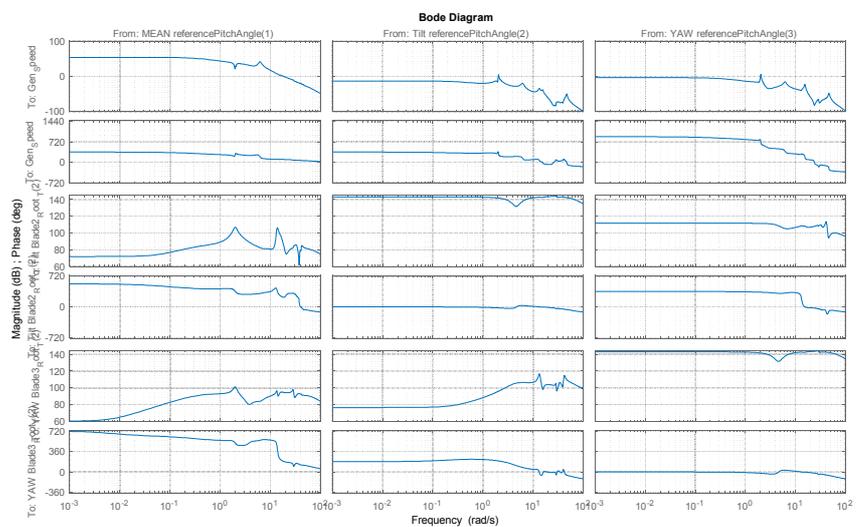


Abbildung 11:
Bodediagramm des linearisierten und transformierten WEA-Systems bei 16 m/s Windgeschwindigkeit. Eingänge sind die transformierten Pitchwinkel: mittlerer Pitchwinkel (MEAN), neigender (Tilt) und schwenkender (Yaw) Pitchwinkel. Ausgänge sind die Generatordrehzahl, sowie das neigende (Tilt) und schwenkende (Yaw) Blattwurzelmoment.

4 Reglerentwicklung

Die folgenden Unterkapitel legen die Entwicklung eines Windenergieanlagenreglers dar.

4.1 Regelungsanforderungen und -ziele

Zunächst werden die Regelungsziele und formalen Anforderungen erläutert. Begonnen wird mit den Anforderungen.

4.1.1 Formale Anforderung

Es soll eine Regelstruktur entworfen werden, welche auf unterschiedliche drehzahlvariable, pitchgeregelte WEA angewendet werden kann. Hierfür muss die Regelung über geeignete Parameter anpassbar sein.

Zusätzlich ist es notwendig, die Regelung in dem „Bladed style DLL“-Format exportieren zu können. Dieses Format wird in der Windenergiebranche als übliches Format zum Austausch und Implementieren von Regelungen in fremden Codes genutzt. Das Bladed style Interface ist durch den DNV-GL, welcher die Software Bladed entwickelt, definiert. Die Definition kann in Hassans Anleitung des Interfaces nachgeschlagen werden.¹

Wie eingangs beschrieben wird der Regler in der Simulink-Umgebung entworfen. Die Parametrisierung des Reglers erfolgt über eine externe Textdatei. Sie beinhaltet alle Parameter und deren Werte, welche den Regler einstellen. Wird der Regler gestartet, liest dieser im ersten Zeitschritt die beschriebene Parameterdatei aus und übernimmt die angegebenen Werte. So kann sichergestellt werden, dass ein exportierter Regler auch ohne Simulink in seinem Verhalten verändert werden kann.

Das Exportieren des Reglers in eine „Bladed style DLL“-Datei erfolgt auf Basis des an der TU Delft entwickelten DISCON_Simulink² Frameworks. Dieser stellt ein Codegerüst bereit, welches es ermöglicht Regler-DLL's aus Simulinkmodellen zu erzeugen. Viele Übergabeschnittstellen zwischen Regler und Simulationsprogramm sind hierbei bereits in der Bladed Style Konvention auf den richtigen Übergabekanälen belegt. Hinzugefügt wurden ein Windgeschwindigkeitssignal der Turmhöhe, welches dem Regler bereitgestellt wird und ein zusätzlicher Ausgangskanal des Reglers. Der zusätzliche Ausgangskanal ist mit einem Bremssignal für die mechanische Bremse belegt.

4.1.2 Regelungsziele

Grundlegende Regelungsziele eines Windenergieanlagenreglers sind:³

1. einen stabilen Betrieb der Anlage zu gewährleisten,
2. die Anlage vor unzulässigen Betriebszuständen zu bewahren,
3. dem Wind die maximal mögliche Leistung zu entziehen.
4. Zusätzlich besteht das zum dritten aufgeführten Punkt konträre Ziel der möglichst geringen Schädigung der Windenergieanlage.

¹ Hassan 2013

² Mulders 2017

³ Shan et al. 2013

Hierbei sind Ziele [1] und [2] absolut notwendig zu erreichen, da von ihnen die Sicherheit der Anlage und der Umwelt abhängig ist. Ziele [3] und [4] bilden ein Spannungsfeld und bedingen gemeinsam die Wirtschaftlichkeit der Anlage. Eine aus den ersten drei Zielen resultierende Anlagenstrategie ist nachfolgend in Abbildung 12 dargestellt.

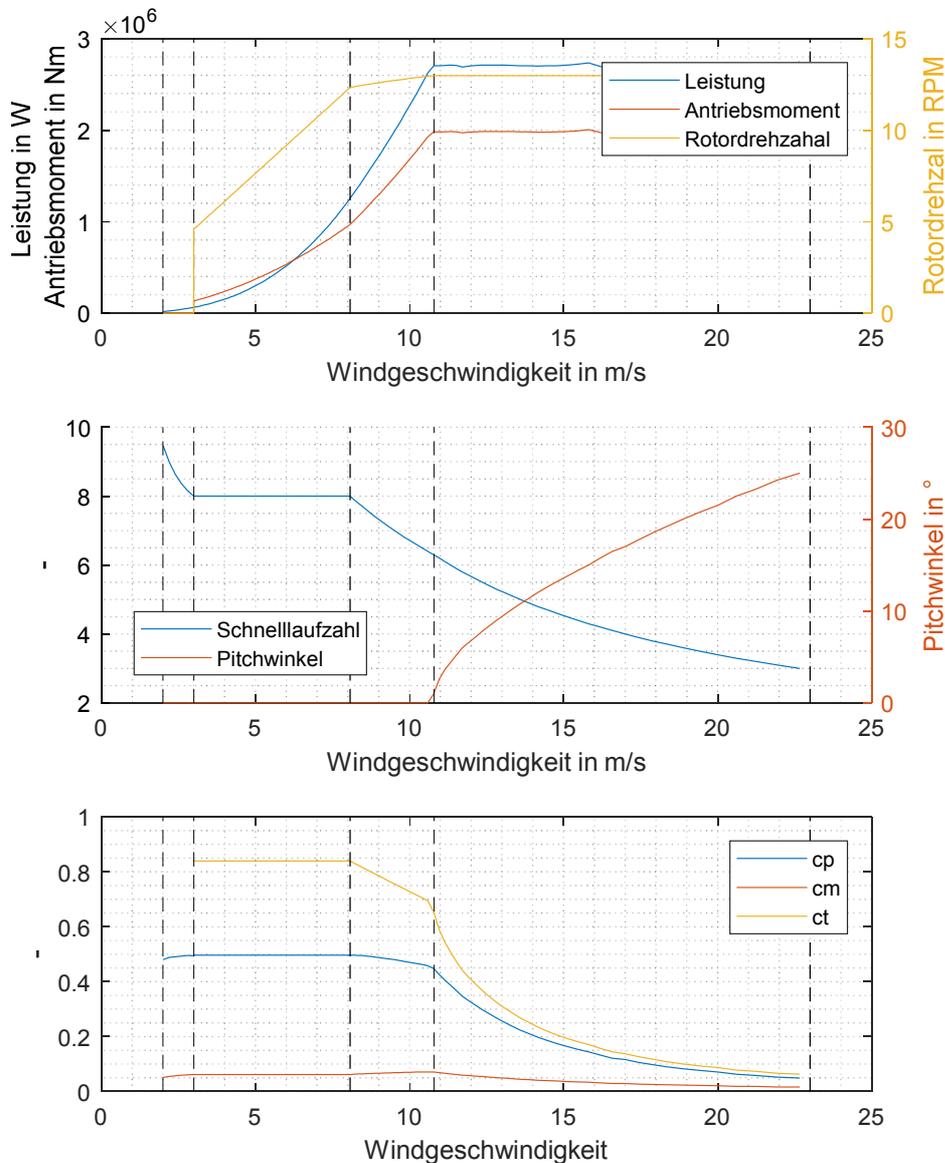


Abbildung 12: Windgeschwindigkeitsabhängige Betriebszustände

Im oberen Plot sind die Leistung, das aerodynamische Antriebsmoment, der Rotorschub, die Schnellaufzahl λ und der Pitchwinkel θ über der freien Windgeschwindigkeit aufgetragen. Lambda und Theta sind hierbei an der zweiten y-Achse rechts aufgetragen. Im unteren Plot sind die aerodynamischen Beiwerte des Rotors über der Windgeschwindigkeit aufgetragen.

Anhand von Abbildung 12 können vier übliche Produktionsgebiete ausgemacht werden. Hinzu kommen zwei Gebiete, welche nicht dargestellt sind. Diese liegen vor und hinter dem Produktionsbereich. In ihnen herrscht zu wenig Wind, um aufgrund des Anlageneigenverbrauchs Leistung zu generieren, beziehungsweise zu viel Wind, sodass ein Produktionsbetrieb mit einer zu hohen Schädigung der WEA einhergeht.

Region 1 liegt vor der Einschaltwindgeschwindigkeit von 3 m/s dieser Anlage. Die Anlage trudelt langsam. Der Pitch ist Richtung Fahnenstellung gestellt. Es wird kein Generatormoment abgenommen.

Region 1.5 liegt zwischen der Einschaltgeschwindigkeit und der Windgeschwindigkeit, ab welcher die optimale Schnelllaufzahl gehalten wird. Der Pitch wird auf den optimalen Pitchwinkel eingestellt. Das Generatormoment steigt linear von Null bei 3m/s bis zum Gleichgewichtszustand bei 4 m/s an.

Region 2 erstreckt sich von 4 m/s bis 8 m/s. In diesem Bereich bleibt der Pitchwinkel auf optimaler Stellung. Die Schnelllaufzahl wird über eine Steuerung des Generatormoments auf den Optimalwert geführt, indem die Leistungsbilanz des Antriebsstranges im Betriebspunkt ausgeglichen ist.

Region 2.5 erstreckt sich von 8 m/s bis zur Nennwindgeschwindigkeit von etwa 10,8 m/s. In diesem Bereich wird der Pitchwinkel weiter auf dem optimalen Wert gehalten. Aufgrund von Restriktion der Drehzahl auf ein Maximum, kann die optimale Schnelllaufzahl jedoch nicht bis zum Erreichen der Nennleistung beibehalten werden. Die Schnelllaufzahl λ sinkt darum. Mit zunehmender Entfernung Lambdas vom optimalen Wert fällt ebenfalls der Leistungsbeiwert, was an der c_p Kurve zu erkennen ist.

Region 3 ist die Volllastregion. In ihr wird Nennleistung erzeugt. Das Generatormoment wird auf seinem Maximalwert festgesetzt. Die Drehzahl wird mithilfe der kollektiven Pitchregelung bei Nenndrehzahl gehalten. Lambda stellt sich aufgrund von Windgeschwindigkeit und Nenndrehzahl frei ein.

Region 4 bildet die Sturmabschaltung. Hier übersteigt die Windgeschwindigkeit die zulässige Windgeschwindigkeit. Die Anlage wird in Fahnenstellung gepitcht. Es wird kein Generatormoment angelegt. Die Anlage trudelt.

4.2 Drehzahlregelung

Die Drehzahlregelung einer drehzahlvariablen WEA ist der Hauptregelkreis, welcher den normalen Betrieb der Anlage gewährleistet. Steuergrößen sind hierbei das Generator Drehmoment und der kollektive Pitchwinkel der Rotorblätter. In Region 1, 5, 2 und 2.5 ist der Pitchwinkel konstant und das Generatormoment wird zum indirekten Regeln der Anlage genutzt. In Region 3 ist das Generatormoment starr und der Pitchwinkel wird zum Regeln genutzt. Angestrebt werden windgeschwindigkeitsabhängige Betriebspunkte, wie in Abbildung 12 dargestellt. Dies kann jedoch nicht direkt umgesetzt werden, da die Windgeschwindigkeit im Allgemeinen nicht genau bekannt ist. Die Gründe hierfür sind vielfältig. Der Wind über der Rotorfläche ist turbulent, weshalb eine einzige Messstelle nicht aussagekräftig ist. Die Messstelle liegt häufig hinter der Rotorebene, wodurch die Messung stark abhängig von der Rotorstellung ist und niemals die Freistromgeschwindigkeit misst. Genaue Führungswerte für das Generatormoment und den Pitchwinkel lassen sich darum nicht ermitteln. Lösung bietet ein drehzahlabhängiges Generatormoment im Teillastbereich (Regionen < 3) und eine generatordrehzahlgeführte Regelung des Pitchwinkels im Vollastbereich.

Für dieses Vorgehen werden zunächst die Grenzwerte der Generator Drehzahl zwischen den Regionen ermittelt.

4.2.1 Grenzen der Produktionsregionen

Wichtige Eingangsparameter für die Aufteilung des Generator Drehzahlbereichs auf die Regionen sind nachfolgend aufgeführt:

- | | |
|---|--|
| • Maximale Umfangsgeschwindigkeit | u_{\max} |
| • Rotorkennfelder | $c_p(\lambda, \theta), c_t(\lambda, \theta)$ |
| • Rotorbetriebspunkt in Teillast | $c_{p_{opt}}, \lambda_{opt}, \theta_{opt}$ |
| • Einschaltwindgeschwindigkeit | v_{in} |
| • Minimale Windgeschwindigkeit des optimalen Betriebs | $v_{opt\ start}$ |
| • Abschaltwindgeschwindigkeit | v_{out} |
| • Getriebeübersetzung | N |
| • Rotorradius | R |

Die Einschaltwindgeschwindigkeit und minimale Windgeschwindigkeit des optimalen Betriebs sind an den energetischen Eigenverbrauch und Wirkungsgraden der aktiven Anlage geknüpft. Üblicherweise wird die WEA erst betrieben, wenn die zu erwartende Leistung die Leistung des Eigenbedarfs übersteigt.

Mithilfe dieser Parameter werden die drei wichtigen Grenzdrehzahlen bestimmt. Diese sind der Beginn und das Ende des optimalen Teillastbetriebs, sowie der Beginn des Vollastbetriebs.

Die Grenzdrehzahl zwischen Region 1.5 und 2 berechnet sich aus der gewünschten Schnellaufzahl und der Windgeschwindigkeit sowie den Anlagenkonstanten Rotorradius und Getriebeübersetzung.

$$\omega_{1.5\max} = \frac{\lambda_{opt} * v_{opt\ start}}{R * N} \quad [4.1]$$

Das Ende der Region 2, also das Ende des Teillastbetriebs im optimal gewählten Betriebspunkt wird durch eine der folgenden zwei Möglichkeiten bestimmt. Entweder, da die Nennleistung der Windenergieanlage erreicht ist und darum der leistungsoptimale Arbeitspunkt aufgegeben werden muss, oder zweitens, da die maximale Umdrehungsgeschwindigkeit im Teillastbetrieb erreicht wird. Die Prüfung,

welcher der beiden Fälle eintritt, ist bei bekanntem optimalen Arbeitspunkt über die Formeln [4.2] bis [4.5] bestimmbar. Sie errechnen die Drehgeschwindigkeit bei Nennwindgeschwindigkeit und optimalen Arbeitspunkt zu:

$$\omega_{rot} = \sqrt[3]{2 * \frac{P}{\rho \pi R^2 c_{popt}} * \frac{\lambda_{opt}}{R}} = \frac{u}{R} \quad [4.2]$$

Ist diese, beziehungsweise die Blattspitzengeschwindigkeit u , kleiner als die maximal zulässige Geschwindigkeit, so wird diese Geschwindigkeit zur Grenzgeschwindigkeit der Produktionsregion 2.

$$\omega_{2max} = \omega_{rot} \quad [4.3]$$

Ist die in Formel [4.2] erhaltene Geschwindigkeit größer als die zulässige Geschwindigkeit, so wird die Grenzgeschwindigkeit nach Formel [4.4] mithilfe des Faktors S_{R25} bestimmt. Dieser muss zwischen Null und Eins liegen und wird üblicherweise nahe der Eins gewählt. Er beeinflusst das Größenverhältnis der Regionen 2 zu 2.5 im Drehzahlbereich von $\omega_{1.5max}$ bis ω_{max}

$$\omega_{2max} = \omega_{max} * S_{R25} \quad [4.4]$$

Bei Auftreten der Region 2.5 ergibt sich ihr Grenzwert zur Maximalgeschwindigkeit.

$$\omega_{2.5max} = \omega_{max} \quad [4.5]$$

4.2.2 Teillastregelung

Die Regelung der WEA erfolgt im Teillastbereich anhand der gemessenen Generatordrehzahl. Publiziert wurde dies bereits von Bossanyi.¹ Abhängig von der Generatordrehzahl wird ein Generatormoment eingestellt, welches im gewünschten Arbeitspunkt zu einem Leistungsgleichgewicht des Triebstrangsystems führt.

In Region 2 soll dank der Drehzahlvariabilität der Anlage ein optimaler Betriebszustand beibehalten werden. Dieser orientiert sich am maximalen Leistungsbeiwert. Dank des Rotorkennfelds des Leistungsbeiwerts sind der einzustellende Pitchwinkel und die zu haltende Schnellaufzahl für einen leistungsbezogen optimalen Betrieb bekannt. Ebenso der zu erwartende Leistungsbeiwert. Aus einer einfachen Leistungsbilanz des starren Triebstrangs können drehzahlabhängige Generatormomente gefunden werden, welche zu einem Gleichgewicht bei dem gewünschten Betriebspunkt führen.

Unter der Vorgabe der ausgeglichenen Leistungsbilanz im Arbeitspunkt

$$\frac{\rho}{2} \pi R^2 c_p v^3 = P_{aero} = P_{gen} = \omega_{gen} * T_{gen} \quad [4.6]$$

und dem Zusammenhang, dass die Generatorgeschwindigkeit bei konstanter Schnellaufzahl proportional zur Windgeschwindigkeit ist,

$$v = \omega_{gen} \frac{R}{\lambda * N} \quad [4.7]$$

ergibt sich eine einfache Bestimmung des Generatormomentes zu:

$$T_{gen} = \frac{\rho \pi R^5 * c_p}{2 * \lambda^3 * N^3} * \omega_{gen}^2 \quad [4.8]$$

¹ Bossanyi 2000

Hierbei müssen die c_p -Werte und Lambdawerte vom selben Arbeitspunkt stammen und ebenfalls der zugehörige Pitchwinkel gestellt sein. Bei üblichem Anlagendesign entspricht dies einem Pitchwinkel von null Grad.

Eine gesonderte Stabilitätsbetrachtung dieses nicht linearen Regelungsgesetzes für die Teillastregelung wird in dieser Arbeit nicht angestellt. Für solche Betrachtungen wird auf Wang verwiesen.¹

Das Ergebnis dieser Bestimmung kann in Abbildung 13 im mittleren Bereich deutlich erkannt werden. Dort ist das Generatormoment über der Drehzahl aufgetragen. Neben dem Moment ist ersichtlich, dass das Ziel der konstanten Schnelllaufzahl über den Bereich 2 erreicht wird. Die zugehörige Windgeschwindigkeit ist ebenfalls zur Orientierung und Vergleich mit aufgetragen.

Dieses Vorgehen kann auf andere gewünschte Arbeitspunkte angepasst werden, indem deren c_p -Werte und Lambdawerte in Formel [4.8] eingetragen werden und der Pitchwinkel ebenfalls eingestellt wird.

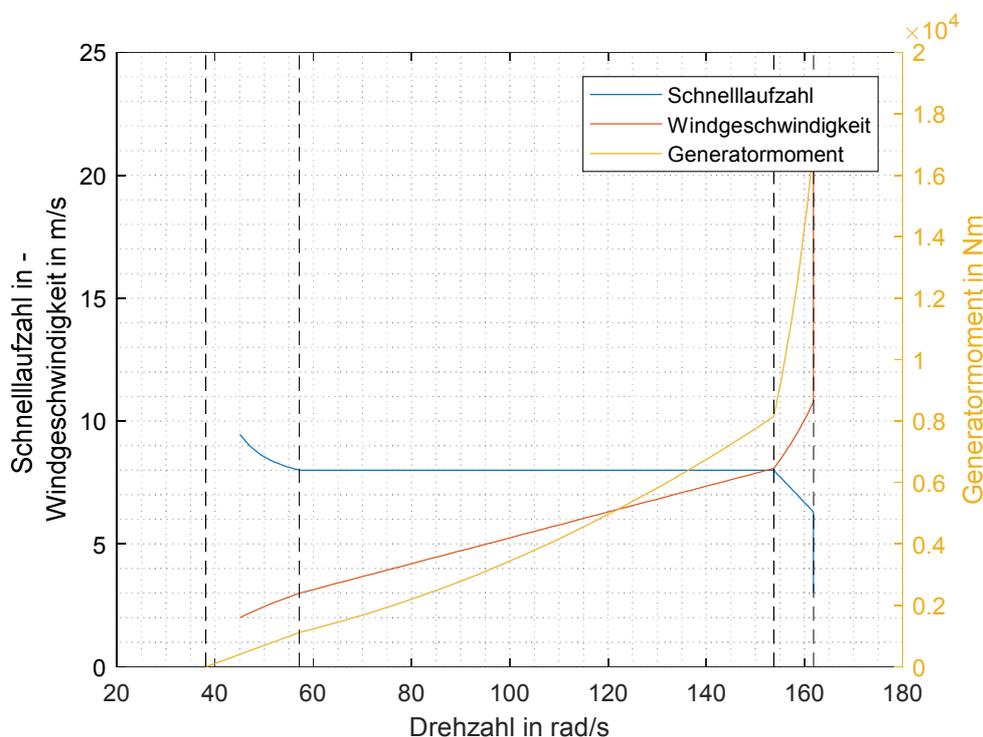


Abbildung
Generatormoment
Generatordrehzahl

13:
über

In Abbildung 13 ist überdies hinaus jedoch auch sichtbar, dass der eben gezeigte Zusammenhang nicht über den gesamten Bereich gültig ist.

Unterhalb von etwa 57 rad/s ist Region 1 angesiedelt. Hier wird kein Generatormoment angelegt. Es wird davon ausgegangen, dass in diesem Bereich nicht genug Wind für einen Produktionsbetrieb herrscht und dieses Gebiet nur beim An- oder Abfahren der Anlage durchfahren wird. Mehr dazu später im Kapitel des Betriebsführungsreglers.

Der Bereich von 57 bis 76 rad/s gibt Region 1.5 wieder. Für gute Anfahrereigenschaften und ein auf Störungen des Windes robustes Verhalten, wird ein geringeres Generatormoment angesetzt, als würde die Methodik von Region 2 angewendet werden.

¹ Wang und Weiss 2009

Der Momentenverlauf wird durch eine lineare Interpolation zwischen Null Nm bei Einschaltwindgeschwindigkeit und dem minimalen Drehmoment aus Region 2 bei der Übergangsgeschwindigkeit von Region 1 zu 2 erlangt. Aufgrund des geringeren Generatormomentes stellt sich eine höhere Schnelllaufzahl ein. Zur Verdeutlichung dieses Sachverhalts soll auf Abbildung 14 hingewiesen werden.

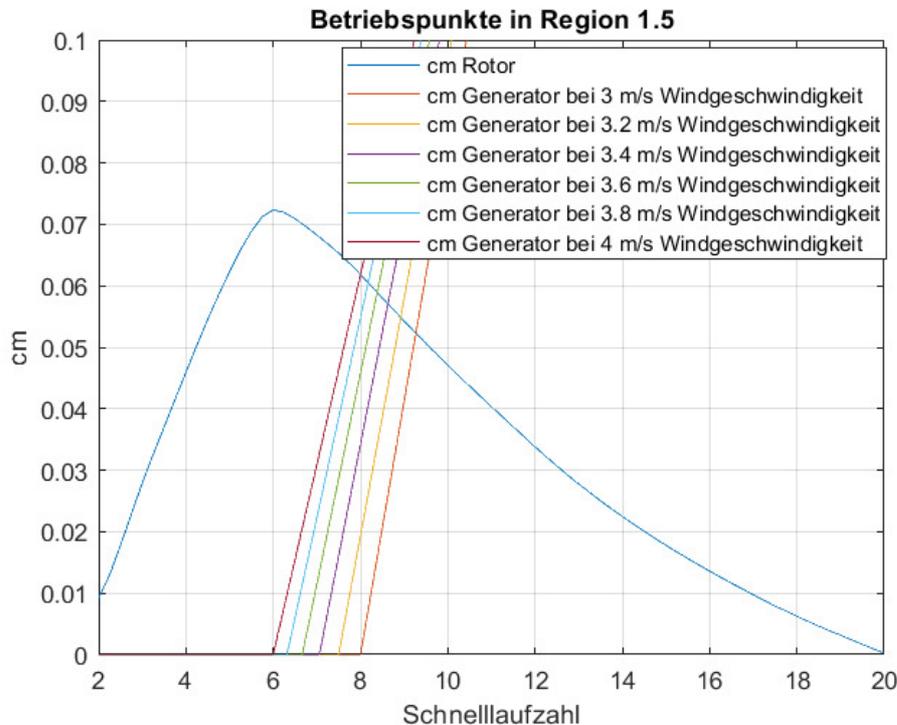


Abbildung 14: Kurvenschaar der Betriebspunkte in Region 1.5

In Abbildung 14 ist das Generatormoment normiert in Form von Momentenbeiwerten zusammen mit der Momentenbeiwert-Kurve des Rotors aufgetragen. Die Normierung des Generatormomentes für eine Windgeschwindigkeit v über den Bereich der Schnelllaufzahlen λ erfolgt über [4.9]. Hierbei geben a und b die Steigung und den Ordinatenabschnitt der linearen Gleichung des Generatormomentes in den gültigen Grenzen an.

$$c_{M_{gen}} = \left(a * \frac{\lambda N v}{R} + b \right) * \frac{2}{\rho \pi R^3 v^2} \quad [4.9]$$

Anhand der Schnittpunkte der Kurvenschaar des normierten Generatormomentes mit der Momentenkurve des Rotors können die stationären Arbeitspunkte bestimmt werden.

Der Abfall der Schnelllaufzahl in Region 2.5 wird durch eine maximale Blattspitzengeschwindigkeit des Rotors verursacht. Die Schnelllaufzahl bei Nennbetrieb ergibt sich aus [4.10], wobei die Nennwindgeschwindigkeit wiederum vom c_p -Wert des Nennarbeitspunktes abhängt, welcher wiederum von der Nennschnelllaufzahl beeinflusst wird.

$$\lambda_r = \min \left(\frac{\lambda_{opt}}{v_r} \right) \quad [4.10]$$

Folglich muss beim eintretenden Fall der begrenzten Umfangsgeschwindigkeit zunächst die Nennwindgeschwindigkeit und die Nennschnelllaufzahl bestimmt werden.

Ausgangspunkt der Bestimmung ist das erlangte c_p -Kennfeld und die Leistungsgleichung der Windenergieanlage, in der die unbekannte Nennwindgeschwindigkeit und der unbekannte Leistungsbeiwert für Nennbedingungen enthalten sind. Bekannt sind jedoch die zu erzielende Leistung und dass die Umfangsgeschwindigkeit der maximal erlaubten Geschwindigkeit entspricht.

$$P_r = c_p(\lambda_r) * \left[\frac{\rho}{2} \pi R^2 \right] * v_r^3 = c_p(\lambda_r) * \left[\frac{\rho}{2} \pi R^2 \right] * \frac{u_{max}^3}{\lambda_r^3} \quad [4.11]$$

Von Formel ausgehend kann ein Verhältnis vom schnelllaufzahlabhängigen Leistungsbeiwert zur Schnelllaufzahl aufgestellt werden, welches erfüllt werden muss. Dieses Verhältnis ist die Nennkonstante.

$$\frac{c_p(\lambda_r)}{\lambda_r^3} = \frac{2 * P_r}{u_{max}^3 * \rho * \pi * R^2} \quad [4.12]$$

$$\lambda_{min} = \frac{u_{max}}{v_{out}} \quad [4.13]$$

Aus dem c_p -Kennfeld werden die c_p -Werte für den eingestellten Pitchwinkel und den Schnelllaufzahlbereich zwischen dem Optimalwert und Minimalwert herausgesucht und durch die dritte Potenz ihrer Schnelllaufzahl geteilt. Dies erzeugt die Anlagenkennlinie. Der Schnittpunkt der Anlagenlinie mit der Nennkonstante markiert die Nennschnelllaufzahl. Das Ergebnis dieses Vorgehens kann Abbildung 15 entnommen werden.

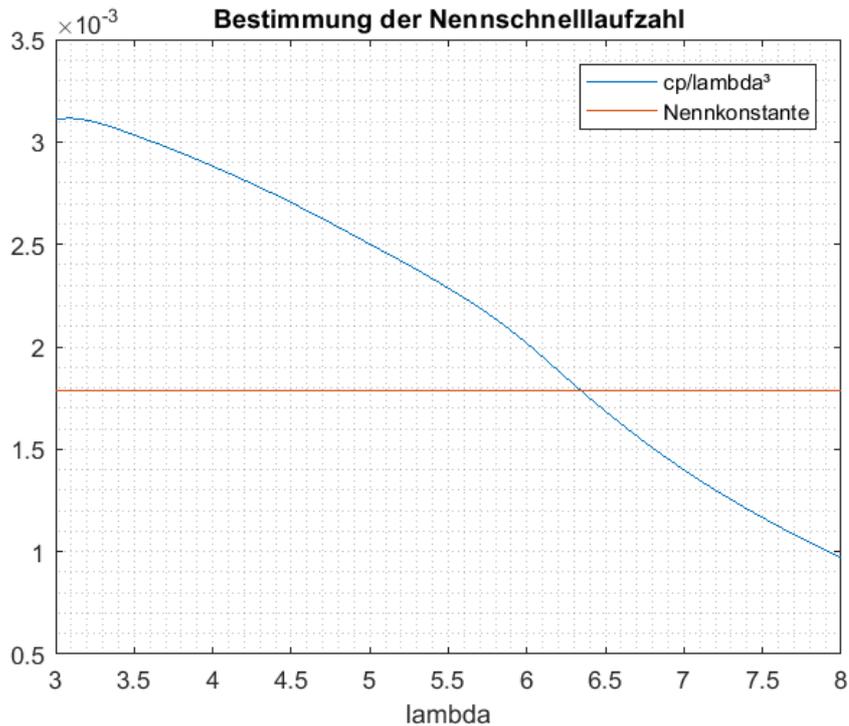


Abbildung 15: Bestimmung der Nennschnelllaufzahl

Durch die nun bekannte Nennschnelllaufzahl und damit auch bekanntem Leistungsbeiwert bei Nennwindgeschwindigkeit ergibt sich auch die Nennwindgeschwindigkeit aus Formel [4.14].

$$v_r = \sqrt[3]{\frac{P_r * 2}{c_{P_r} * \pi * R^2 * \rho}} \quad [4.14]$$

Jetzt ist der Bereich der Schnelllaufzahl in Region 2.5 bekannt. Er reicht von λ_{opt} bis λ_R . Ebenso ist bereits der Bereich der Drehgeschwindigkeit bekannt. Er erstreckt sich von ω_{2max} bis $\omega_{2.5max}$. Die Schnelllaufzahl im Bereich 2.5 wird linear fallend von λ_{opt} bei ω_{2max} auf λ_R bei $\omega_{2.5max}$ gewählt.

$$\lambda_{2.5}(\omega) = \omega * \frac{\omega_{2.5max} - \omega_{2max}}{\lambda_R - \lambda_{opt}} + \lambda_{opt} \quad [4.15]$$

Die generatordrehzahlabhängige Windgeschwindigkeit in Bereich 2.5 ergibt sich aus Formel [4.16] zu:

$$v_{2.5}(\omega) = \frac{u}{\lambda} = \frac{\omega * R * N}{\lambda_{2.5}} \quad [4.16]$$

Der Momentenbeiwert ist dank der bekannten Schnelllaufzahl und dem bekannten Pitchwinkel ebenfalls bekannt und abhängig von der Generatordrehzahl.

$$c_{M_{2.5}} = c_M(\lambda_{2.5}) = c_M(\omega) \quad [4.17]$$

Um die gewählten Arbeitspunkte im Bereich 2.5 anzufahren, werden nötige drehzahlabhängige Generatormomente für einen ausgeglichenen Triebstrang berechnet, sodass keine Beschleunigungsmomente vorhanden sind.

$$\frac{\rho}{2} \pi R^2 * c_{M_{2.5}} * v_{2.5}^2 * R = T_{rot} = T_{gen} * N \quad [4.18]$$

$$T_{gen}(\omega) = \frac{\rho}{2N} \pi R^2 * c_{M_{2.5}}(\omega) * v_{2.5}^2(\omega) * R \quad [4.19]$$

4.2.3 Vollastregelung

Als Vollastregelung sind zwei Regelungsansätze etabliert. Beide nutzen den kollektiven Pitchwinkel der Blätter als Stellgröße und die Generatorgeschwindigkeit als Regelgröße. Führungsgröße ist die Generatornenngeschwindigkeit.

Das Generatormoment wird in der einen Variante so geregelt, dass die elektrische Leistung der Anlage der Nennleistung entspricht. Dies bedeutet, bei einer zu hohen Drehzahl wird das Generatormoment gesenkt, um eine gleichbleibende Leistungsabgabe zu erlangen. Bei zu kleinen Drehzahlen wird das Moment erhöht. Dieses Vorgehen verstärkt die auftretenden Regeldifferenzen der Drehzahlregelung. Die Drehzahl muss im Anschluss durch eine Änderung des Pitchwinkels ausgeregelt werden.

Die Alternative zu dieser Variante ist es, das Generatormoment im Vollastbereich konstant zu halten. Hierdurch werden Fluktuationen der abgegebenen Leistung zwar nicht unterdrückt, jedoch ist die Schädigung des Triebstrangs aufgrund der gleichbleibenden Belastung geringer. Außerdem fällt das regelungstechnische System einfacher aus, da lediglich eine Stellgröße genutzt wird und die Anwendung eines linearisierten Systems ist zulässiger, da Arbeitspunkte bei der zweiten Variante weniger stark verlassen werden. Die Variante der gleichbleibenden Leistung verändert das Generatormoment, womit ein Verlassen des Arbeitspunktes einhergeht und durch die Änderung des Momentes wird die Drehzahldifferenz bei Zustandsänderungen zwischen Soll und Ist erhöht. Die Änderung des Generatormoments wirkt einer Drehzahldifferenz nicht entgegen, sondern verstärkt sie, wodurch bei zu hohen Geschwindigkeiten das bremsende Gegenmoment verringert wird und umgekehrt.

Aus den genannten Gründen wird das Generatormoment im Vollastbereich konstant gehalten.

Als Regler, dessen Ausgang der absolute Pitchwinkel ist, wird ein PI-Regler genutzt und anhand eines Ersatzsystems ausgelegt. Dieses Ersatzsystem beschränkt sich zunächst auf den starren Rotor und den starren Triebstrang. Die Bewegungsgleichung lautet:

$$T_{rot} - N * T_{gen} = (I_{rot} + N^2 T_{gen}) * \frac{d}{dt} (\Omega_0 + \Delta\Omega) = I \Delta \dot{\Omega} \quad [4.20]$$

Ω_0 ist dabei die Nenndrehgeschwindigkeit des Rotors und $\Delta\Omega$ eine kleine Abweichung. Das Rotordrehmoment ist vom Pitchwinkel θ abhängig und berechnet sich aus der Rotorleistung und Geschwindigkeit.

$$T_{rot}(\theta) = \frac{P(\theta, \Omega_0)}{\Omega_0} \quad [4.21]$$

Das Generatormoment wird konstant gehalten und berechnet sich mit der Getriebeübersetzung N zu:

$$T_{gen}(N, \Omega_0) = \frac{P_0}{N * \Omega_0} \quad [4.22]$$

Nach einer Linearisierung mittels Taylorreihenentwicklung ist das Rotormoment beschrieben durch:

$$T_{rot} \approx \frac{P_0}{\Omega_0} + \frac{1}{\Omega_0} \left(\frac{\partial P}{\partial \theta} \right) \Delta\theta \quad [4.23]$$

$$\Delta\theta = \theta_{AP} - d\theta \quad [4.24]$$

Hierbei ist $\Delta\theta$ eine kleine Auslenkung des kollektiven Pitchwinkels um den Arbeitspunkt.

Es wird ein Standard-PID-Reglergesetz abhängig von der Drehzahldifferenz propagiert.

$$\Delta\theta = K_P * N * \Delta\Omega + K_I \int_0^t N * \Delta\Omega dt + K_D * N * \Delta\dot{\Omega} \quad [4.25]$$

Mit der Definition

$$\dot{\varphi} = \Delta\Omega \quad [4.26]$$

und dem Einsetzen von [4.25] in [4.23], sowie [4.23] und [4.22] in [4.20], kann gezeigt werden, dass dieses idealisierte und vereinfachte System der Geschwindigkeitsabweichung mit dem PID-Regler ein schwingfähiges System zweiter Ordnung darstellt.

$$\begin{aligned} \left[I + \frac{1}{\Omega_0} \left(-\frac{\partial P}{\partial \theta} \right) N K_D \right] \dot{\varphi} + \left[\frac{1}{\Omega_0} \left(-\frac{\partial P}{\partial \theta} \right) N K_P - \frac{P_0}{\Omega_0^2} \right] \varphi \\ + \left[\frac{1}{\Omega_0} * \left(-\frac{\partial P}{\partial \theta} \right) * N * K_I \right] \varphi = 0 \end{aligned} \quad [4.27]$$

Dies bedeutet, dass durch Einstellung der Verstärkungsparameter des Reglers die Systemdynamik entscheidend beeinflusst werden kann. K_P beeinflusst hierbei die Dämpfung des Ersatzsystems. K_I beeinflusst die Rückstellfähigkeit. Über K_D kann versucht werden die Trägheit des Systems zu verringern. K_D wird nicht zur Manipulation des Systems verwendet, da dies in der Realität anfällig für Messungenauigkeiten und Messrauschen ist, als auch sehr agile Pitchantriebe erfordert. Dies ist nicht gegeben, darum wird K_D zu null gesetzt.

$$K_D = 0 \quad [4.28]$$

Über K_P und K_I können dennoch eine natürliche Eigenkreisfrequenz und ein Dämpfungsgrad des Systems eingestellt werden. K_P und K_I werden schließlich durch die Wahl der Eigenkreisfrequenz ω_0 und des Dämpfungsgrads ζ bestimmt.

$$K_P = \frac{2 * I * \Omega_0 * \zeta * \omega_0}{N * \left(-\frac{\partial P}{\partial \theta} \right)} \quad [4.29]$$

$$K_I = \frac{I * \Omega_0 * \omega_0^2}{N * \left(-\frac{\partial P}{\partial \theta} \right)} \quad [4.30]$$

In Kapitel 3.1 ist anhand des c_p -Kennfelds ersichtlich, dass das aerodynamische System keinesfalls global mit einem linearen System beschreibbar ist. In Kapitel 4.2.1 ist überdies hinaus ein Verlauf des aerodynamischen Zustands von Produktionsanfang bis Produktionsende gezeigt worden. Hierbei durchläuft der aerodynamische Zustand einen Bereich der Schnelllaufzahl und des Pitchwinkels. An jeder Stelle dieses Pfades herrscht eine unterschiedliche Sensitivität der Leistung gegenüber des Pitchwinkels. Zusammengefasst ist $\left(-\frac{\partial P}{\partial \theta} \right)$ also von der Windgeschwindigkeit abhängig. Darum müssen auch K_P und K_I variabel gestaltet werden, wenn die Eigenkreisfrequenz und der Dämpfungsgrad über den gesamten Produktionsbereich konstant verlaufen sollen. Dies bedeutet, dass das Produkt aus der Sensitivität und der Reglerverstärkung in allen möglichen Zuständen i konstant bleiben muss.

$$\left(-\frac{\partial P}{\partial \theta} \right)_i * K_{P_i} = \textit{konstant} \quad [4.31]$$

$$\left(-\frac{\partial P}{\partial \theta} \right)_i * K_{I_i} = \textit{konstant} \quad [4.32]$$

$\left(-\frac{\partial P}{\partial \theta}\right)$ ist bekannt, da in Kapitel 3.1 $\left(-\frac{\partial c_P}{\partial \theta}\right)$ in Abhängigkeit der Schnelllaufzahl und des Pitchwinkels ermittelt ist. Mit Hilfe der unter 4.2.1 definierten Zustände über das Produktionsgebiet sind die Paarungen aus Pitchwinkel und Schnelllaufzahl bestimmt, sodass $\left(-\frac{\partial P}{\partial \theta}\right)$ anhand der Windgeschwindigkeit bekannt ist. Wie zuvor ist die Windgeschwindigkeit jedoch nicht gut erfassbar, weshalb stattdessen der Pitchwinkel selbst die Orientierung gibt. Das Ergebnis dieser Analyse kann Abbildung 16 entnommen werden.

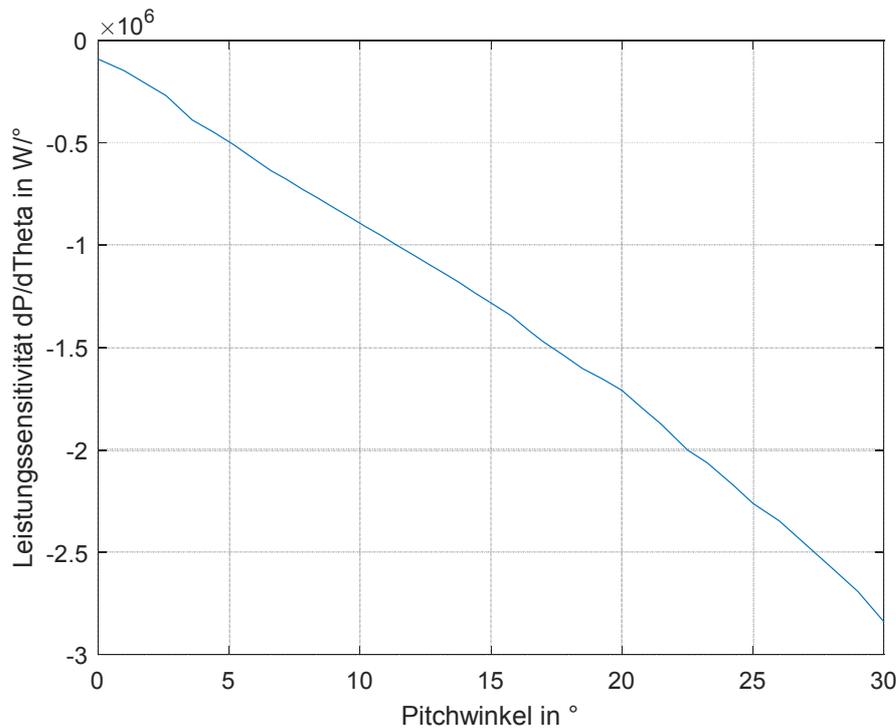


Abbildung 16: Leistungs sensitivität der untersuchten IWES 2,5 MW Anlage im Volllastbereich, repräsentiert durch den herrschenden Pitchwinkel

Wenn die Reglerverstärkungen K_I und K_P für einen Betriebspunkt ermittelt sind, können die Reglerverstärkungen der anderen Betriebspunkte über ein Gainscheduling eingestellt werden, sodass Formel [4.31] und [4.32] erfüllt werden. Üblicherweise wird der Eintrittsbetriebspunkt in den Volllastbereich zur initialen Auslegung des Reglers genutzt, sodass das Gainscheduling Werte zwischen null und eins annimmt. Da

$$K_1 * \left(-\frac{\partial P}{\partial \theta}\right)_1 = K_i * \left(-\frac{\partial P}{\partial \theta}\right)_i \quad [4.33]$$

ist, kann bestimmt werden, dass

$$K_i = K_1 * \left(\frac{\left(-\frac{\partial P}{\partial \theta}\right)_1}{\left(-\frac{\partial P}{\partial \theta}\right)_i}\right) = K_1 * G_K(\theta) \quad [4.34]$$

Der Verlauf des Gainschedulingfaktors G_K ist in Abbildung 17 in blau für die untersuchte Anlage dargestellt. Der gezeigte Verlauf besteht aus verbundenen Punktuntersuchungen im Abstand der Schnelllaufzahl von jeweils 0,1.

Es wurden in wissenschaftlichen Arbeiten bereits Funktionen angeführt, welche die gezeigte Interpolation diskreter Punkte in eine analytische Funktion mit guter Näherung überführen kann.¹ Die Funktion lautet:

$$G_K(\theta) = \frac{1}{1 + \frac{\theta}{\theta_K}} \quad [4.35]$$

Mit θ_K als dem Winkel, welcher die doppelte Sensitivität von Null Grad besitzt.

$$\frac{\partial P}{\partial \theta}(\theta = \theta_K) = 2 * \frac{\partial P}{\partial \theta}(\theta = 0) \quad [4.36]$$

θ_K ergibt sich in dem gezeigten Fall von Abbildung 16 zu $1,42^\circ$.

Zum Vergleich ist die analytische Funktion ebenfalls in Abbildung 17 in rot eingezeichnet.

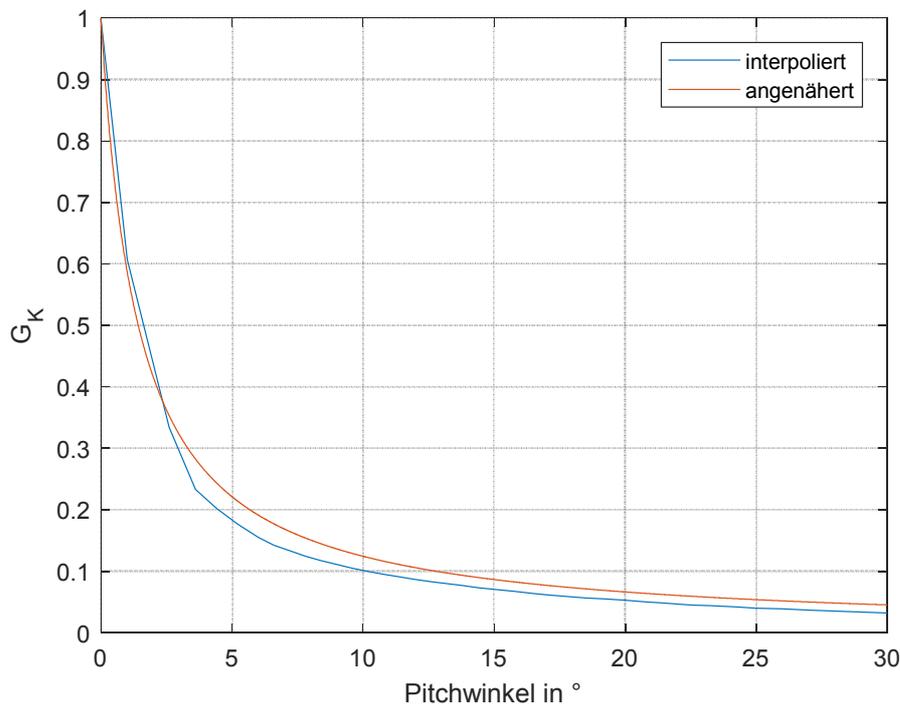


Abbildung 17: Verlauf des Gainscheduling-Faktors G_K der untersuchten IWES 2,5 MW Anlage im Volllastbereich, repräsentiert durch den herrschenden Pitchwinkel.

Die Annäherung in Form der analytischen Funktion gibt den Verlauf der untersuchten Punkte gut wieder. Die absoluten Werte stimmen jedoch ab etwa 4 Grad nicht mehr gut zusammen. In Abbildung 18 wird ersichtlich, dass bereits ab geringen Pitchwinkeln eine relative Abweichung von etwa 20% besteht.

¹ Jonkman et al. 2009

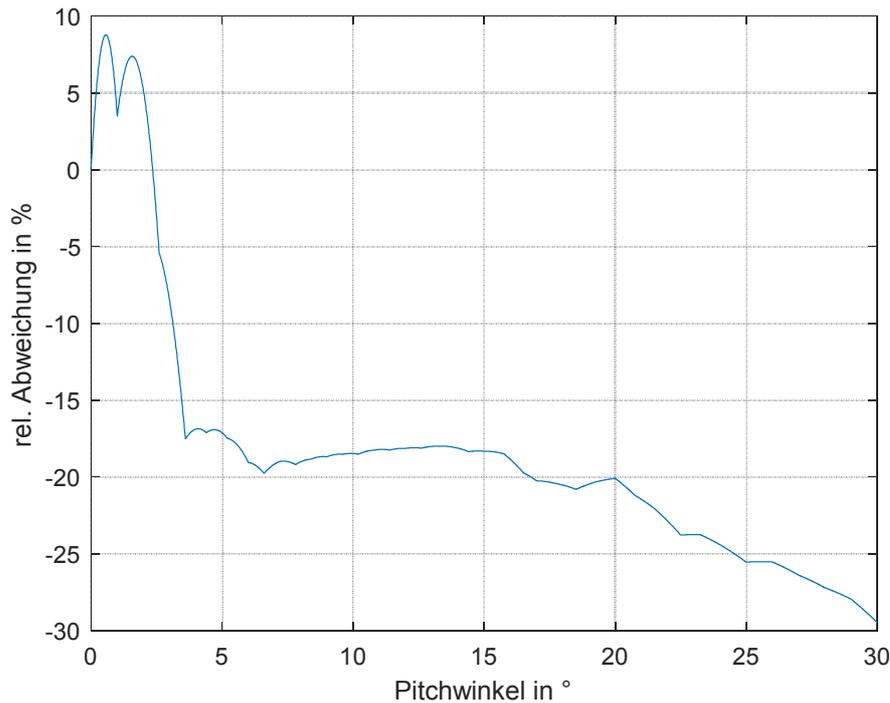


Abbildung 18: Darstellung der relativen Differenz zwischen direkter und angenäherter G_K Werte über den Volllastbereich.

$$\Delta = \left(\frac{G_{K,diskret}}{G_{K,analytisch}} - 1 \right) * 100$$

Aufgrund dieses Unterschieds wird die analytische Annäherung nicht im Regler angewendet.

Der kollektive Pitchregler wird weiter mit einem Filter auf die Eingangssignale versehen. Die zu filternden Frequenzen sind das drei- und sechsfache der Rotorfrequenz. (3P, 6P). Die Filter werden angewendet, da bekannt ist, dass 3P und 6P Anregungen bei einem Dreiblattrotor häufig vorkommen. Die Anregungen entstehen durch den Windshear und den Turmvorstau. Der Windshear ist eine Spreizung der Windgeschwindigkeit entlang der Höhe, sodass oben eine größere Windgeschwindigkeit als unten herrscht. Dieses Ungleichgewicht erzeugt eine maximale Beschleunigung des Rotors, wenn ein Blatt nach oben steht und die anderen beiden im 30 Grad Winkel nach unten. Die maximale Entschleunigung besteht, wenn ein Blatt nach unten steht. Darüber hinaus erzeugt der Turmvorstau schlagartige Zustandsänderungen und damit Anregungen, welche phasenverschoben auftreten können.

Die verwendeten Filter sind in [4.37] definiert. f entspricht der zu filternde Frequenz in rad/s. g_{min} gibt den minimale Faktor zwischen Ein- und Ausgangssignal an. $g_{min} = 0,1$ entspricht einer Verminderung um 20dB im Bodediagramm. D ist ein Dämpfungsfaktor, welcher die Breite der betroffenen Frequenzen beeinflusst. Der Frequenzgang der gemeinsamen Filter ist in Abbildung 19 dargestellt.

$$Z_{Filter}(s) = \frac{s^2 + 2 * D * g_{min} * f * s + f^2}{s^2 + 2 * D * f * s + f^2} \quad [4.37]$$

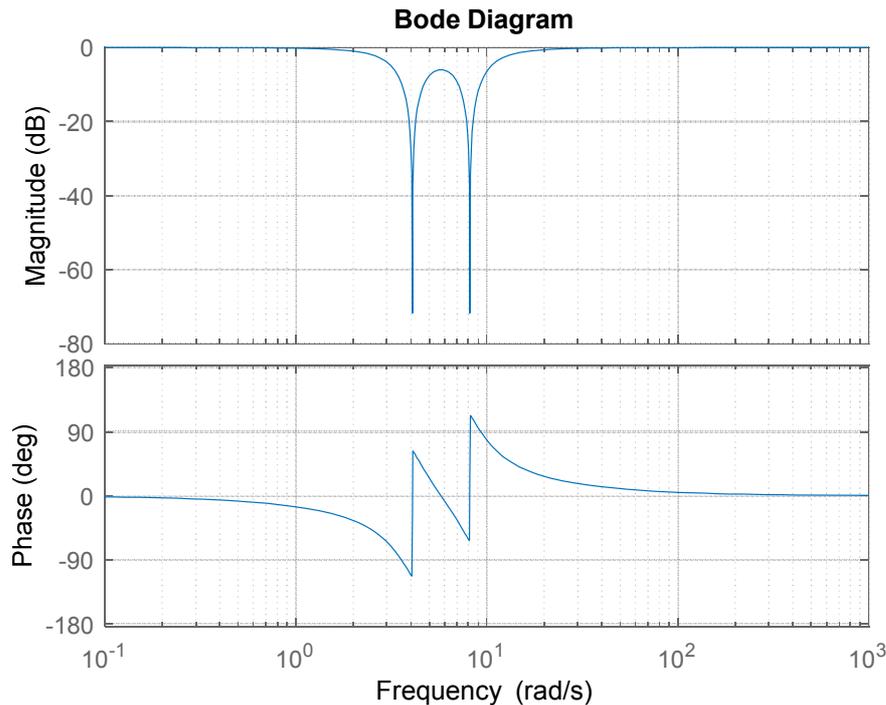


Abbildung 19: Bode-diagramm der Generator-geschwindigkeitsfilter auf 3P und 6P Schwingungen

Ein Regler der dargestellten Architektur und mit der anfänglicher Wahl von $w_0 = 0,8 \frac{\text{rad}}{\text{s}}$ und $\zeta = 0,8$ ist in Abbildung 20 in Rot für alle untersuchten Windgeschwindigkeiten dargestellt. Der Einfluss des Gainschedulings ist deutlich anhand der Verschiebung entlang der y-Achse des Amplitudengangs erkennbar. Neben den Übertragungsfunktionen des Reglers sind ebenfalls die Übertragungsfunktionen der WEA von kollektivem Pitchwinkel auf Generator-drehzahl der untersuchten Windgeschwindigkeiten in blau dargestellt. Hier ist der Grund für die Anwendung eines Gainschedulings ersichtlich, da die WEA über weite Teile des Frequenzspektrums unterschiedlich starke Verstärkungen von über 10 dB Unterschied zwischen der 24 m/s und 12 m/s Untersuchung aufweist. Zwischen 24m/s und 11m/s beträgt der Unterschied etwa 15 dB. Der resultierende offene Regelkreis aus zugehörigen Reglern und Strecken ist in Gelb aufgetragen. An ihm kann der Einfluss des Gainschedulings gut erkannt werden. Die große Spreizung der WEA-Strecke wird durch eine entgegengesetzte Spreizung des Reglers minimiert. Im Bereich ab etwa 1 rad/s liegen die Übertragungsfunktionen der offenen Strecke dicht beieinander. Lediglich die Strecke der 11m/s Untersuchung weicht deutlicher ab. Mit ihr entsteht eine Spreizung von etwa 6 dB zur entferntesten Übertragungsfunktion von 24 m/s.

Weiter ist anhand der offenen Regelkette ersichtlich, dass der geschlossene Regelkreis der kollektiven Pitchregelung unter Ausblendung anderer Regelkreise nach dem speziellen Nyquist-Kriterium stabil ist. Der erste Übertritt der $-180^\circ + n \cdot 360^\circ$ Phasenverschiebung findet bei den offenen Ketten etwa bei 1,5 rad/s statt. Die Amplitudenverstärkungen sind hier alle kleiner 0 dB.

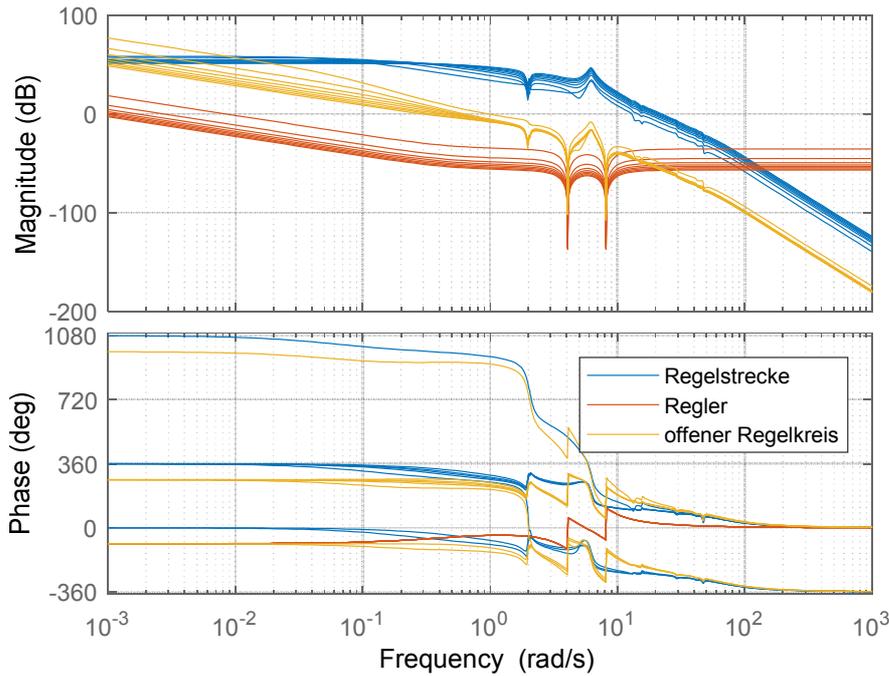


Abbildung 20: Amplituden- und Phasengang des Reglers, der Regelstrecke und der offenen Regelkette bei den untersuchten Windgeschwindigkeiten.

Neben der bisher gezeigten Architektur besitzt der CPC eine Stellbegrenzung, welche den Pitchwinkel innerhalb einer Spanne hält. Diese Spanne ist üblicherweise auf der unteren Seite durch den leistungsoptimalen Pitchwinkel begrenzt, da ab ihm eine weitere Verringerung des Winkels keine Beschleunigung des Rotors erwirkt. Die obere Grenze ist die Fahnenstellung bei 90° Pitchwinkel, da noch größere Winkel eine Beschleunigung des Rotors erzielen.

Des Weiteren wird die Pitchgeschwindigkeit auf einen Maximalwert begrenzt, um der Realität echter Pitchantriebe mit Stellgeschwindigkeitsbegrenzung Rechnung zu tragen. Aufgrund dieser Beschränkungen können Zustände auftreten, wie zum Beispiel eine geringe Windgeschwindigkeit, bei denen der Sollzustand nicht erreicht wird. Dies resultiert in einem immer weiter ansteigenden Integralanteil. Um dies zu verhindern, wird ein „Anti-Windup“ verwendet. Er soll den Integralanteil bei Erreichen einer Stellbegrenzung zumindest einfrieren, wodurch bei Aufhebung der Begrenzung das Integrierglied sich nicht erst langsam leeren muss.

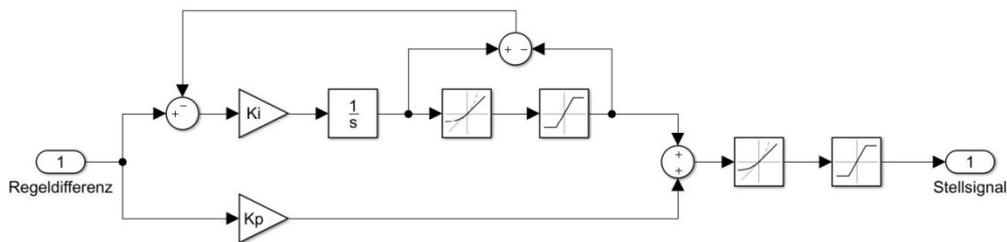


Abbildung 21: Darstellung der Stellbegrenzung mit Anti-Windup

Die Architektur des „Anti Windup“ kann dem Gesamten CPC Regler in Abbildung 21 entnommen werden. Der „Anti Windup“ betrifft nur den Integralanteil, nicht den Proportionalanteil. Sonst würde, bei zu wenig Wind etwa, die Drehzahl zu gering sein. Der Proportionalanteil gäbe einen zu kleinen Winkel aus, welcher durch die Begrenzung beschränkt würde. Dadurch gäbe der Integralanteil dauerhaft einen zu großen Wert aus. Beide Anteile zusammen würden nach einer Einschwingdauer dem Grenzwert entsprechen. Bei einem sprunghaften Anstieg der Drehzahl, unterhalb der Sollzahl, würde bereits ein Pitchwinkel gestellt werden, da das kleine Signal des Proportionalgliedes sprunghaft größer wird. Der Integralanteil wird jedoch erst im

Anschluss wieder kleiner. Hierdurch würde die Pitchaktivität bereits in der Übergangsregion 2.5 erzeugt werden. Darum wird der „Anti Windup“ nur auf den I-Anteil angewendet. Um das Gesamtstellsignal aus Proportional- und Integralglied jedoch effektiv zu begrenzen, werden die Begrenzungen noch einmal auf die Summation der beiden angewendet.

4.3 Blattwurzelbiegemomenten IPC

Um die Schädigung einer WEA zu vermindern wird eine Regelung mit Stellgröße individueller Pitchwinkel eingesetzt. Diese wird folgend IPC (eng. Individual pitch control; dt.:individuelle Pitchregelung) genannt, obwohl der Pitchwinkel nicht die Führungsgröße beziehungsweise das Regelziel ist.

Die Nutzung einzelner blattspezifischer Pitchwinkel ermöglicht es, das einzelne Blatt besser auf die lokal herrschenden Bedingungen einzustellen.

Die verwendete Regelarchitektur ähnelt der von Bossanyi¹ ursprünglich publizierten. Gemessene Schlagmomente der einzelnen Blätter werden mittels der in Kapitel 3.2 und den Grundsätzen gemäß Formel [3.3] und [3.4] in ein mittleres Biegemoment, ein sinuszyklisches und ein cosinuszyklisches Biegemoment aufgeteilt. Das mittlere Biegemoment wird nicht genutzt. Die sinus- und cosinuszyklischen Momente stellen die Regelgrößen dar. Die zyklischen Momente der Einzelblätter wirken gemeinsam statisch auf die Nabe in vertikaler und horizontaler Richtung. Die Führungsgröße wird für beide zu Null gesetzt, was bedeutet, dass durch den Rotor kein Moment in die Nabe und den Triebstrang eingeleitet werden soll. Weiter wird hierdurch die Schwingungsamplitude des Blattschlagmoments über einen Umlauf reduziert. Stellgrößen sind cosinus- und sinuszyklische Pitchwinkel. Die zyklischen Pitchwinkel werden wieder rücktransformiert, wodurch sie den einzelnen Blättern zugeordnet werden. Die so erlangten Pitchwinkel der einzelnen Blätter werden mit denen aus der Drehzahlregelung (CPC) addiert. Visuell dargestellt ist dies in Abbildung 22.

Für die Transformation und Rücktransformation wird außerdem der Winkel des Rotors – der Rotor-Azimuth – benötigt. Dieser kann über einen Offsetwert modifiziert werden, sodass eine Winkelverschiebung zwischen Hin- und Rücktransformation herrscht.

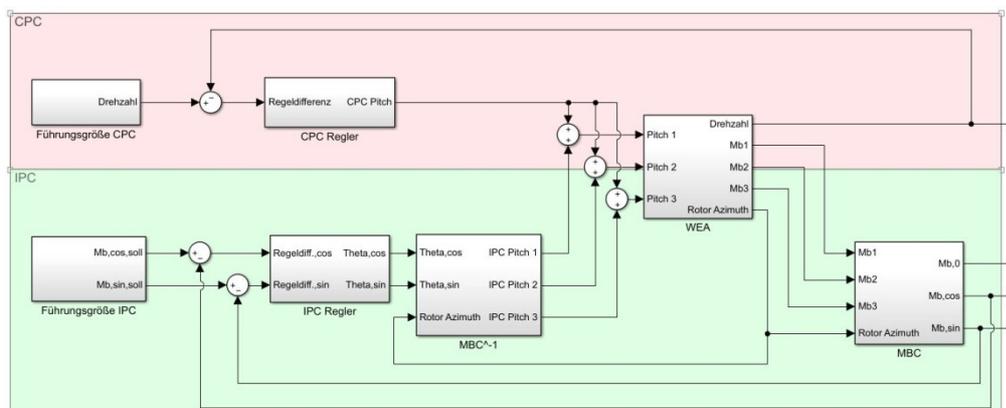


Abbildung 22: Darstellung der Gesamtregelarchitektur bestehend aus CPC in rot gekennzeichnet und IPC in grün gekennzeichnet.

¹ Bossanyi 2003

4.3.1 Kopplung der IPC Kanäle

Da Geyler gezeigt hat, dass die einzelnen Kanäle des IPC (cosinuszyklisch und sinuszyklisch) einer Kopplung untereinander unterliegen¹, kann nicht für jeden Kanal einzeln ein Regler ausgelegt werden. Darum wird zunächst die Kopplung untersucht.

Die Untersuchung findet mittels einer Analyse des Relative Gain Array (RGA) statt. Sie liefert Erkenntnisse über die Abhängigkeit einzelner Ausgänge von einzelnen Eingängen einer MIMO-Strecke.²

Wie Mulders³ gezeigt hat, kann durch geeignete Wahl eines Offsetwinkels zwischen Hin- und Rücktransformation die Kopplung der zwei Kanäle beeinträchtigt werden. Darum werden die in Kapitel 3.2 erlangten noch nicht transformierten linearisierten Systeme mit Anwendung eines Offsetwinkels transformiert und anschließend untersucht. Dies wird über eine Spanne von Offsetwinkeln durchgeführt, um einen idealen Offsetwinkel bestimmen zu können. Der untersuchte Frequenzbereich der RGA Analyse beträgt 0.01 rad/s bis 100 rad/s und der Offsetwinkel wird zwischen -90° bis $+90^\circ$ in Schritten von 1° untersucht. Der offsetwinkelabhängige Verlauf, der über den Frequenzbereich gemittelten RGA-Nummer dieser Analyse ist in Abbildung 23 dargestellt. Eine kleine RGA-Nummer bedeutet geringe Kopplung. Der korrespondierende gemittelte Verlauf des Diagonaleintrags der RGA Matrix ist in Abbildung 24 dargestellt. Hier bedeutet 1 eine geringe Kopplung. Anhand beider Abbildungen ist deutlich ersichtlich, dass für die untersuchte WEA über alle Windbedingungen ein Offsetwinkel von Null Grad verwendet werden sollte, da dieser zu einer bestmöglichen Entkopplung der beiden IPC Kanäle führt und die Nutzung dezentraler Regler erlaubt.

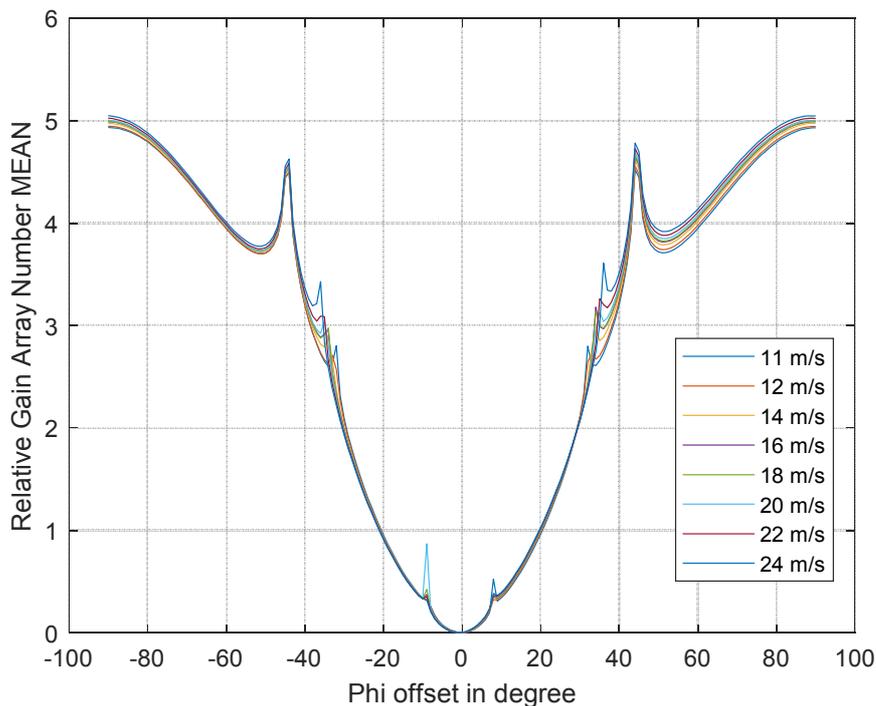


Abbildung 23: Mittlere RGA-Nummer über den Frequenzbereich von 0,01 rad/s bis 100 rad/s der IPC-Kanäle bei unterschiedlichen Offsetverschiebungen zwischen Hin- und Rücktransformation der Colmann-Transformation

¹ Geyler und Caselitz 2008

² Liceaga-Castro et al. 2005

³ Mulders et al. 2018

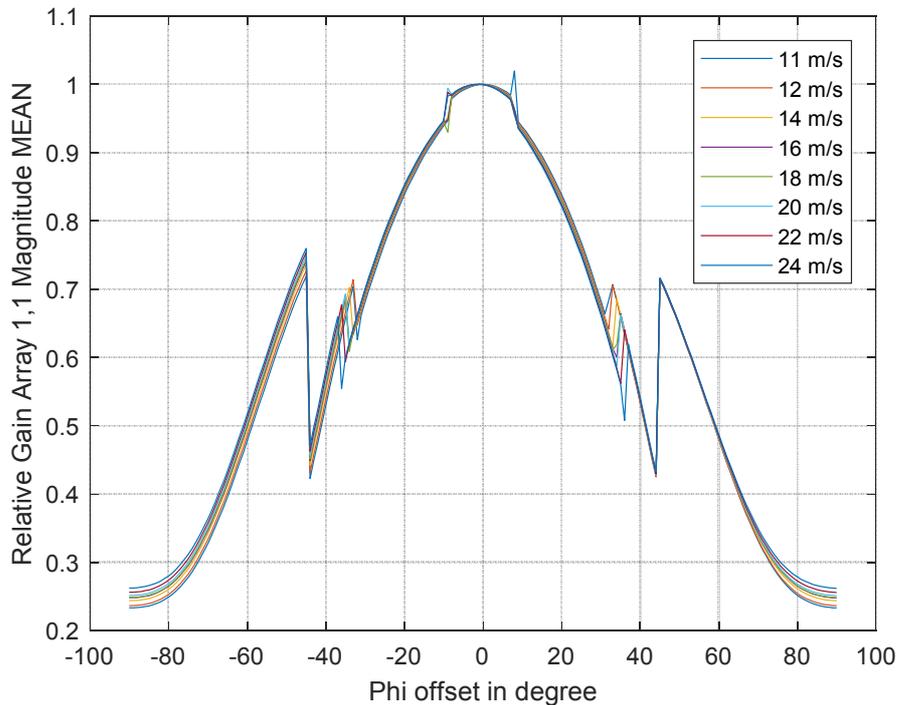


Abbildung 24: Über den Frequenzbereich von 0,01 rad/s bis 100 rad/s gemittelter RGA-Eintrag erster Spalte und Zeile bei unterschiedlichen Offsetverschiebungen zwischen Hin- und Rücktransformation der Colmann-Transformation

Zur weiteren Verdeutlichung des Einflusses des Offsetwinkels sind in Abbildung 25 frequenzabhängige RGA Diagonalelemente als Bodediagramm über der Frequenz aufgetragen. Den unterschiedlichen Regelstrecken wird Sorge getragen, indem die unterschiedlichsten Strecken von 11m/s und 24 m/s genutzt werden. Die Verläufe der übrigen Analysen ordnen sich zwischen ihnen ein.

Auch hier ist ersichtlich, dass ein Offsetwinkel von Null Grad die besten Ergebnisse liefert, da die Verstärkung annähernd konstant 0dB beträgt. Dies bedeutet, dass das RGA-Diagonalelement Eins ist und somit eine sehr gute Entkopplung herrscht.

Bei Vergrößerung des Offsetwinkels entstehen schnell Frequenzgebiete in denen eine deutliche Kopplung auftritt. Bei Anwendung eines 10° Offsetwinkels werden bereits Verstärkungen von kleiner -6dB, also kleiner 0,5 in einzelnen Frequenzbereichen erreicht. Ein Offsetwinkel von 45° erzeugt erwartungsgemäß eine sehr deutliche Kopplung. Hier ist im gesamten unteren Frequenzbereich eine starke Kopplung zu verzeichnen.

Die Sprünge in Abbildung 23 und Abbildung 24 können im Allgemeinen durch das Auftreten neuer Peaks bei neuen Frequenzen erklärt werden.

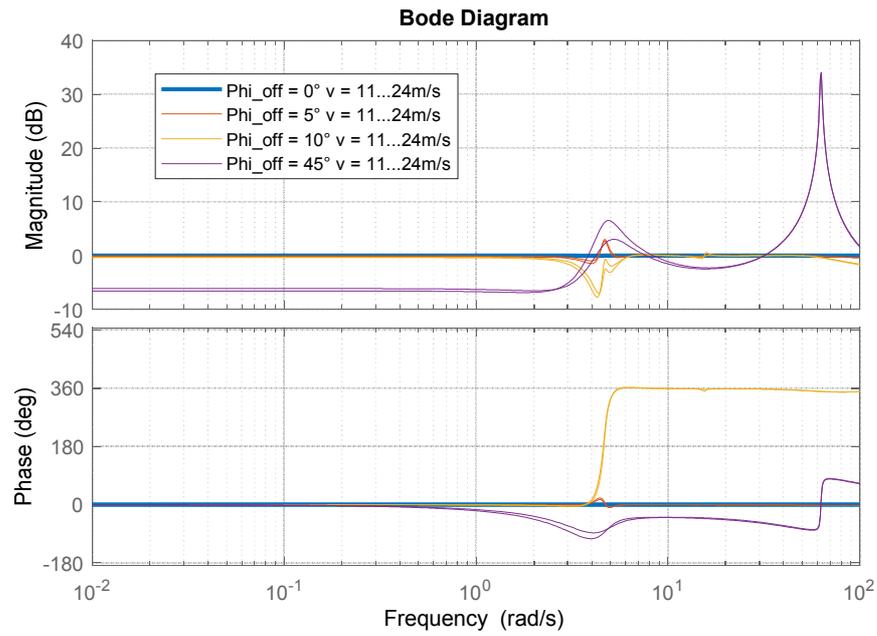


Abbildung 25: frequenzbasierte Darstellung des RGA-Elements 1,1 bei unterschiedlichen Offsetverschiebungen des Rotorazimuts zwischen Hin- und Rücktransformation der Colmantransformation.

4.3.2 Auslegung des IPC-Reglers

Zur Auslegung des IPC werden die in Kapitel 3.2 gewonnenen linearisierten Systeme genutzt. Ein Winkeloffset zwischen Hin- und Rücktransformation wird nach den Erkenntnissen des vorigen Kapitels nicht genutzt, beziehungsweise zu Null gesetzt.

Da der verwendete IPC vornehmlich die 1P-Biegemomentschwankungen der Blätter reduzieren soll, wird ein gleichmäßiger Verlauf der Winkeländerung über den Umlauf angestrebt. Dies bedeutet, dass die transformierten Pitchwinkel nicht sprunghaft auf Anregungen reagieren sollen, weshalb ein reiner I-Regler zum Einsatz kommt. Über dies hinaus wird der I-Regler mit einem PT1-Glied erweitert, sodass ab der Eckfrequenz des PT1-Glieds der Amplitudenabfall des Reglers 40dB/Dekade beträgt. So werden für die Anlage hochfrequente Anregungen unterdrückt.

Abbildung 26 stellt die Übertragungsfunktion der WEA von cosinuszyklischen Pitchwinkel auf cosinuszyklische Biegemomente für alle untersuchten Windgeschwindigkeiten dar. Für die bessere Lesbarkeit wird auf die Darstellung der sinuszyklischen Übertragungsfunktion verzichtet, da diese sehr ähnlich ist. Der Regler ist in rot eingezeichnet und besitzt eine Verstärkung von $K_I = 10^{-7}$. Die Eckfrequenz des PT1-Glieds liegt bei 4 rad/s, was etwa der 3P Frequenz entspricht. Der gezeigte Regelkreis allein ist nach dem speziellen Nyquist-Kriterium stabil. Anhand der geringen Aufspreizung der Amplituden- und Phasengängen der Regelstrecken ist ersichtlich, dass ein Gainscheduling nicht notwendig ist.

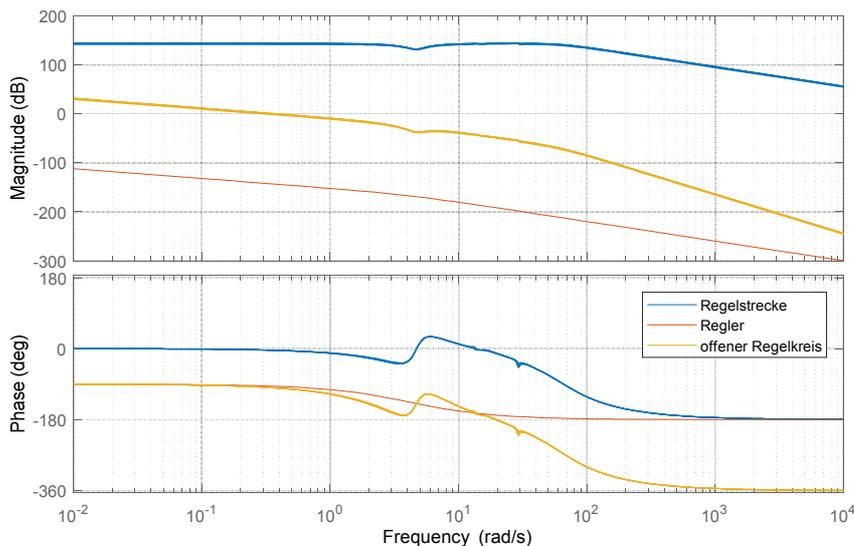


Abbildung 26: Bode-diagramme des Eingangs cosinuszyklische Pitchstellung zum Ausgang cosinuszyklische Blattwurzelbiegemomente der transformierten WEA jeder untersuchten Windgeschwindigkeit in blau. Die Übertragung des dezentralen IPC-Reglers ist in rot dargestellt. Die Übertragung der offenen Regelketten aus den blauen Analogensystemen und dem roten Regler sind in gelb dargestellt.

Da zuvor bekannt ist, dass die zwei Kanäle des IPC gut voneinander entkoppelt sind, kann davon ausgegangen werden, dass der Gesamt-IPC ebenfalls stabil ist. Dies wird anhand der Betrachtung eines Gershgorindiagramms sichergestellt Abbildung 27.

Aus dem IPC-Regler und der Regelstrecke wird ein offener Regelkreis gebildet.

$$G_{o,IPC} = R * WEA_{IPC} = \begin{bmatrix} \frac{Ki}{s} & 0 \\ 0 & \frac{Ki}{s} \end{bmatrix} * WEA_{IPC} \quad [4.38]$$

Das Gershgorindiagramm zeigt die Nyquist-Kurven der Hauptdiagonalelemente des offenen Regelkreises in blau. Die übrigen Elemente bestimmen den Unsicherheitsbereich der Kurven, gekennzeichnet durch die Gershgorinkreise in rot. Da die Übertragungsfunktionen der Hauptdiagonalen sich stark ähneln und dieselben Regler genutzt werden, liegen die Nyquist-Kurven und Gershgorinkreise fast

aufeinander. Die zwei magentafarbenen Kreise um den Nyquist-Punkt markieren den geringsten Abstand der zwei Ortskurven inklusive der Unsicherheitsgebiete zum Nyquist-Punkt. Dieser Radius kann als Stabilitätskennzahl herangezogen werden und ist unter dem Begriff Modulränder (eng.: modulus margin) bekannt.¹

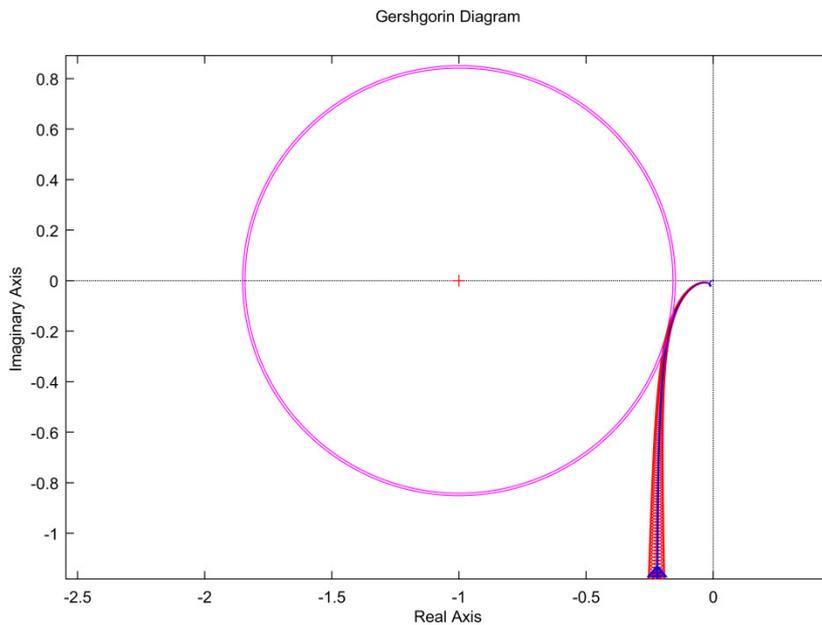


Abbildung 27: Gershgorin-Diagramm des gesamten IPC-Regelkreises.

Die Überprüfung der Stabilität lässt sich ebenso mit Einfluss des CPC anstellen. Hierdurch wird eine weitere Nyquist-Kurve ergänzt. Die Kopplung zwischen IPC und CPC ist jedoch gering, was an den sehr kleinen Gershgorinkreisen der neuen CPC Kurve erkennbar ist. Die Modulränder sinken durch die Einbeziehung des CPC nur um einige Tausendstel von 0,8418 und 0,8513 auf 0,8401 und 0,8500. Eine Polstellenanalyse bestätigt die Stabilität.

¹ Garcia et al. 2005

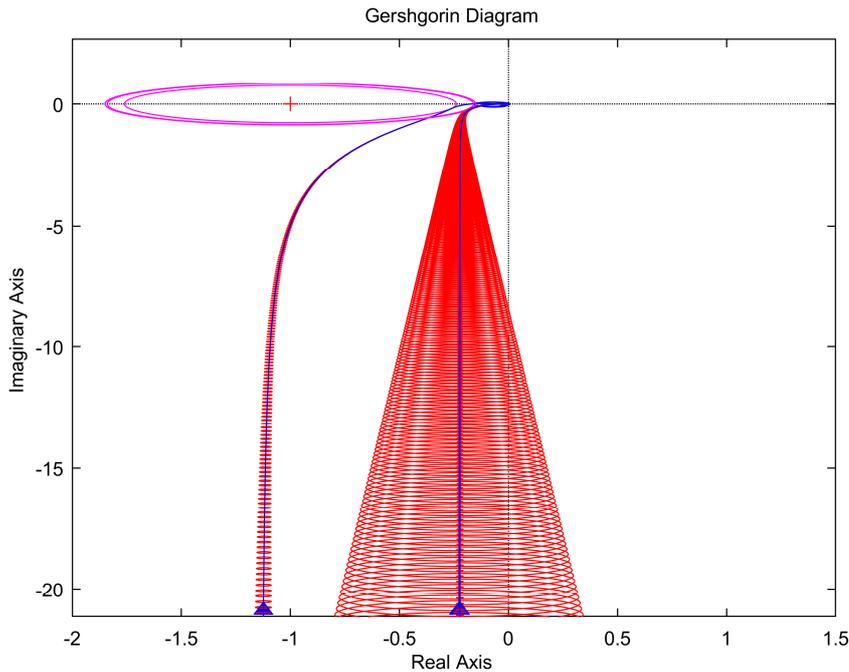


Abbildung 28: Gershgorin-Diagramm des gesamten Regelkreises, bestehend aus CPC und IPC.

Um den maximalen Einfluss des IPC steuern zu können wird eine maximale IPC-Amplitude definiert. Sie beschreibt die Spanne bei gleichbleibendem kollektiven Pitchwinkel zwischen maximalen und minimalen Pitchwinkel über einen Umlauf des Rotors. Die maximale IPC-Spanne wird durch das schärfere der beiden folgenden Kriterien bestimmt.

Das erste Kriterium ist eine gewählte maximale IPC-Spanne S_{max} .

Das zweite Kriterium ist eine maximale IPC-Amplitude aufgrund einer maximalen Pitchwinkelgeschwindigkeit bei konstanten Rotorbiegemomenten.

Die maximale IPC-Amplitude ist als Obergrenze des IPC-Reglers im transformierten System implementiert. Da der blattbezogene IPC-Pitchwinkel sich aus

$$\theta_{b,IPC} = \theta_{cos} * \cos(\varphi) + \theta_{sin} * \sin(\varphi) \quad [4.39]$$

berechnet. Es folgt daraus, dass bei Verwendung gleicher Grenzen der Kanäle, sich die maximal mögliche Amplitude zu [4.40] ergibt.

$$\begin{aligned} \frac{S_{max}}{2} &= A_{max} = A_{IPC,max} * \cos(\varphi) + A_{IPC,max} * \sin(\varphi) \\ A_{max} &= \sqrt{2} * A_{IPC,max} * \sin\left(\omega * t + \frac{\pi}{4}\right) \\ A_{max} &= \sqrt{2} * A_{IPC,max} \end{aligned} \quad [4.40]$$

Die maximale Pitchgeschwindigkeit ergibt sich dann zu

$$A'_{max} = \sqrt{2} * A_{IPC,max} * \omega_{rot} \quad [4.41]$$

Nach der Wahl der beiden Kriterien kann $A_{IPC,max}$ berechnet werden.

$$A_{IPC,max} = \min \left\{ \begin{array}{l} \frac{S_{max}}{2 * \sqrt{2}} \\ \frac{A'_{max}}{\sqrt{2} * \omega_{rot}} \end{array} \right. \quad [4.42]$$

4.4 Betriebsführungsregler

Den zuvor gezeigten Reglern ist ein Betriebsführungsregler übergeordnet. Dieser aktiviert und deaktiviert einzelne Module, entsprechend des aktuellen Betriebszustands. Überdies hinaus aktiviert er den Produktionsanlauf, die Abschaltung in Parkstellung, Notabschaltung und manuelle Events, wie das Einschalten und Abschalten der Gesamtanlage.

Parametrisiert wird die Betriebsführung, wie andere Module, ebenfalls durch die in Kapitel 4.1.1 beschriebene Parameterdatei.

4.4.1 Trudelbetrieb

Der Trudelbetrieb ist gekennzeichnet durch eine fahennahe Stellung der Blätter. Der Pitchwinkel beträgt konstant 75° . Es wird kein Generatormoment abgenommen. Die Bremse ist ebenfalls gelöst. Die WEA dreht frei bei niedrigen Geschwindigkeiten. Sie trudelt.

4.4.2 Anfahren

Aus dem Trudelbetrieb fährt die Windenergieanlage nach Erfüllung von Anfahrkriterien selbstständig an.

Als Kriterium dient die an der Gondel gemessene Windgeschwindigkeit. Die Windgeschwindigkeit wird über einen vorgegebenen Zeitraum gemittelt. Für ein Anfahren muss die gemittelte Windgeschwindigkeit innerhalb der wählbaren Grenzen aus Anfahrwindgeschwindigkeit und maximaler Produktionswindgeschwindigkeit liegen und für eine wählbare Zeitdauer gehalten werden.

Verlässt die mittlere Windgeschwindigkeit die Grenzen innerhalb der Haltedauer wieder, startet der Vorgang beim nächsten Eintreten in den vorgegebenen Windgeschwindigkeitsbereich von neuem.

Wird die Haltedauer überschritten, so werden die Blätter in den Wind gepitcht. Die Pitchgeschwindigkeit beträgt Maximalgeschwindigkeit bis der Pitchwinkel einen definierten Eckwinkel trifft. Dieser ist definiert durch den während des Betriebs maximal anzunehmenden Pitchwinkel zuzüglich eines Sicherheitswinkels von 10° . Ab diesem Winkel wird die Pitchgeschwindigkeit verringert und bis zum optimalen Pitchwinkel herabgeführt. Die Drehzahlregelung ist gemäß ihren Regionen aktiv. Die Führung des Pitchwinkels erfolgt durch den aktivierten CPC dessen untere Grenze langsam immer niedriger verschoben wird, sodass bei hohen Windgeschwindigkeiten ein sanfter Übergang in die Regelung erfolgt. Hierdurch soll ein starker Überschwinger der Drehzahl beim Anfahren, insbesondere bei hohen Windgeschwindigkeiten, vermieden werden.

4.4.3 Produktionsbetrieb

Während des Produktionsbetriebs sind die zuvor beschriebenen Regler gemäß ihren Regionen aktiviert.

4.4.4 Abfahren

Das Abfahren innerhalb der aktivierten WEA kann durch zwei Ereignisse eingeleitet werden. Entweder ist die Windgeschwindigkeit zu gering um Energie zu erzeugen oder die Windgeschwindigkeit ist zu groß, sodass aufgrund von Schädigung und Extremlasten der Produktionsbetrieb unterlassen wird.

Das Kriterium für eine Abschaltung bei niedriger Windgeschwindigkeit überprüft das aktuelle Generatormoment und den Pitchwinkel. Ist das Generatormoment kleiner als ein Mindestgeneratormoment (1500Nm) und der Pitchwinkel sehr nahe dem optimalen

Pitchwinkel (optimaler Pitchwinkel + 0,2 Grad), so wird die WEA in den Trudelbetrieb abgefahren.

Alternativ bestehen die Kriterien für ein Abschalten der WEA bei zu hohen Windgeschwindigkeiten aus der Überschreitung der mittleren Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe über die maximale Windgeschwindigkeit sowie eine Überschreitung des mittleren kollektiven Pitchwinkels über einen definierten Maximalwinkel und gleichzeitiger Überschreitung der Solldrehzahl, während der kollektive Pitchwinkel größer ist als die untere Schwelle. Der Maximalwinkel ist definiert durch den im Betrieb maximal anzunehmenden Pitchwinkel.

Während des Abfahrens wird der Pitchwinkel mit einer definierten Steigung von drei Grad pro Sekunde in Richtung Fahnenstellung verstellt. Das Generatormoment liegt dabei entsprechend der Generatordrehzahl weiter an. IPC ist während des Abfahrens abgeschaltet.

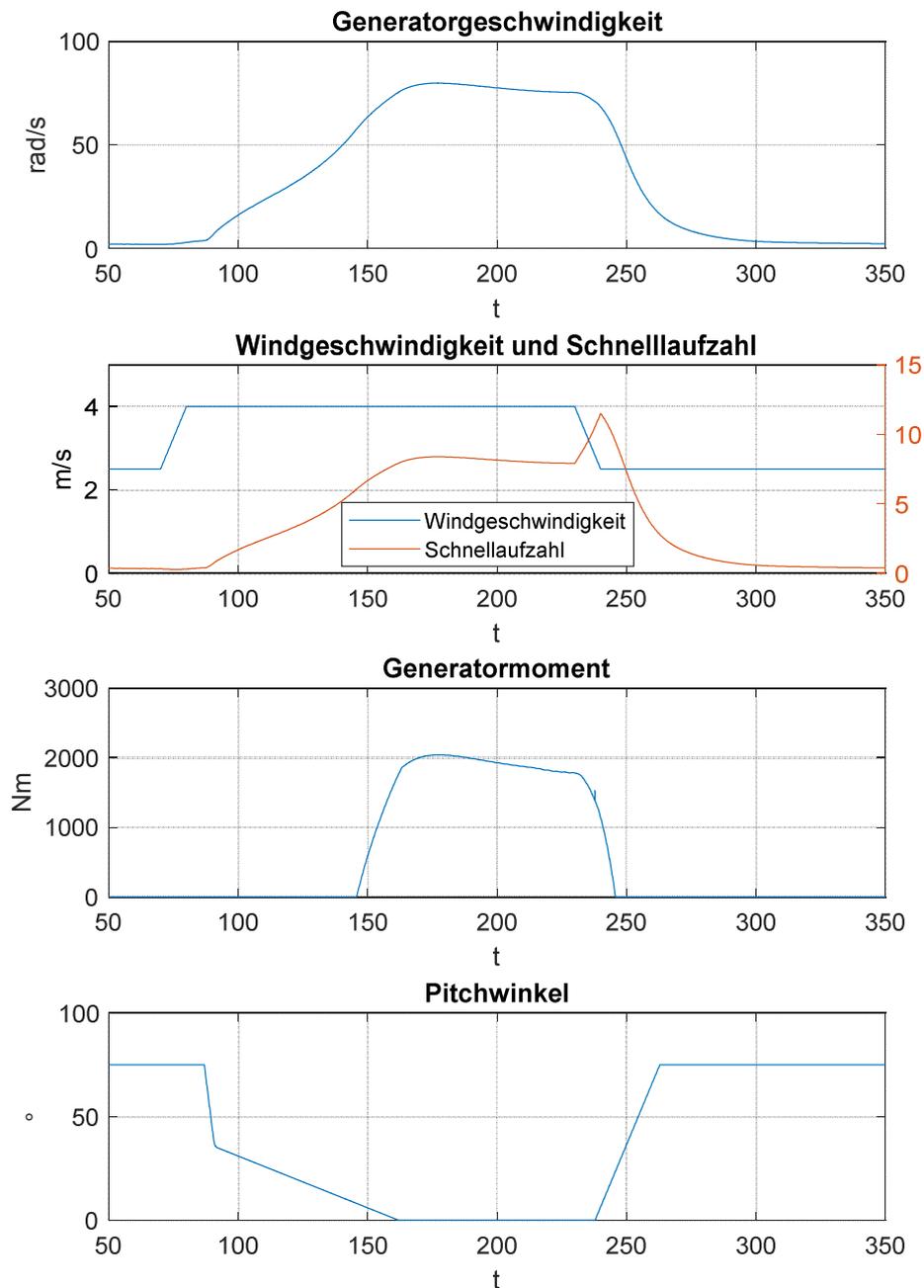


Abbildung 29: Darstellung des Anlagenverhaltens bei Eintritt und Austritt der Windgeschwindigkeit in, beziehungsweise aus dem Produktionswindgeschwindigkeitsbereich

4.4.5 Ein und Abschalten

Die Betriebsführung erlaubt es, die Anlage neben den bisher beschriebenen Zuständen der eingeschalteten Anlage, die Anlage abzuschalten. Der abgeschaltete Zustand zeichnet sich durch die Fahnenstellung der Blätter und die aktivierte Bremse aus. Die Anlage kann aus jedem beliebigen Zustand über das Deaktivieren des Einschalters abgeschaltet werden.

Durch die Abschaltung wird der Pitchwinkel Richtung Fahnenstellung verstellt. Die Geschwindigkeit ist dabei wieder mit $3^\circ/s$ vorgegeben. Erreicht der Pitchwinkel die Parkstellung von 89° wird die Bremse aktiviert und der Pitch nicht weiter verstellt.

Wird die Anlage wieder eingeschaltet, wechselt sie in den Trudelbetrieb, von wo aus sie den Produktionszyklus aufnimmt.

4.4.6 Notstopp

Bei Betätigung eines Notstoppschalters, oder dem Auftreten einer zu großen Generator Drehzahl wird die Anlage aus jedem beliebigen Zustand in den Notstopp versetzt. Der Auslösewert der Generator Drehzahl liegt derzeit bei 190 rad/s .

Nach Auslösung des Notstopps wird der Pitch mit maximaler Geschwindigkeit Richtung Fahnenstellung gefahren. Gleichzeitig greift sofort die Bremse der Anlage. Das Generatormoment wird gemäß der Generator Drehzahl gestellt.

Aus dem Notstoppzustand gelangt die Anlage nur über die Aktivierung eines Reset-Schalters.

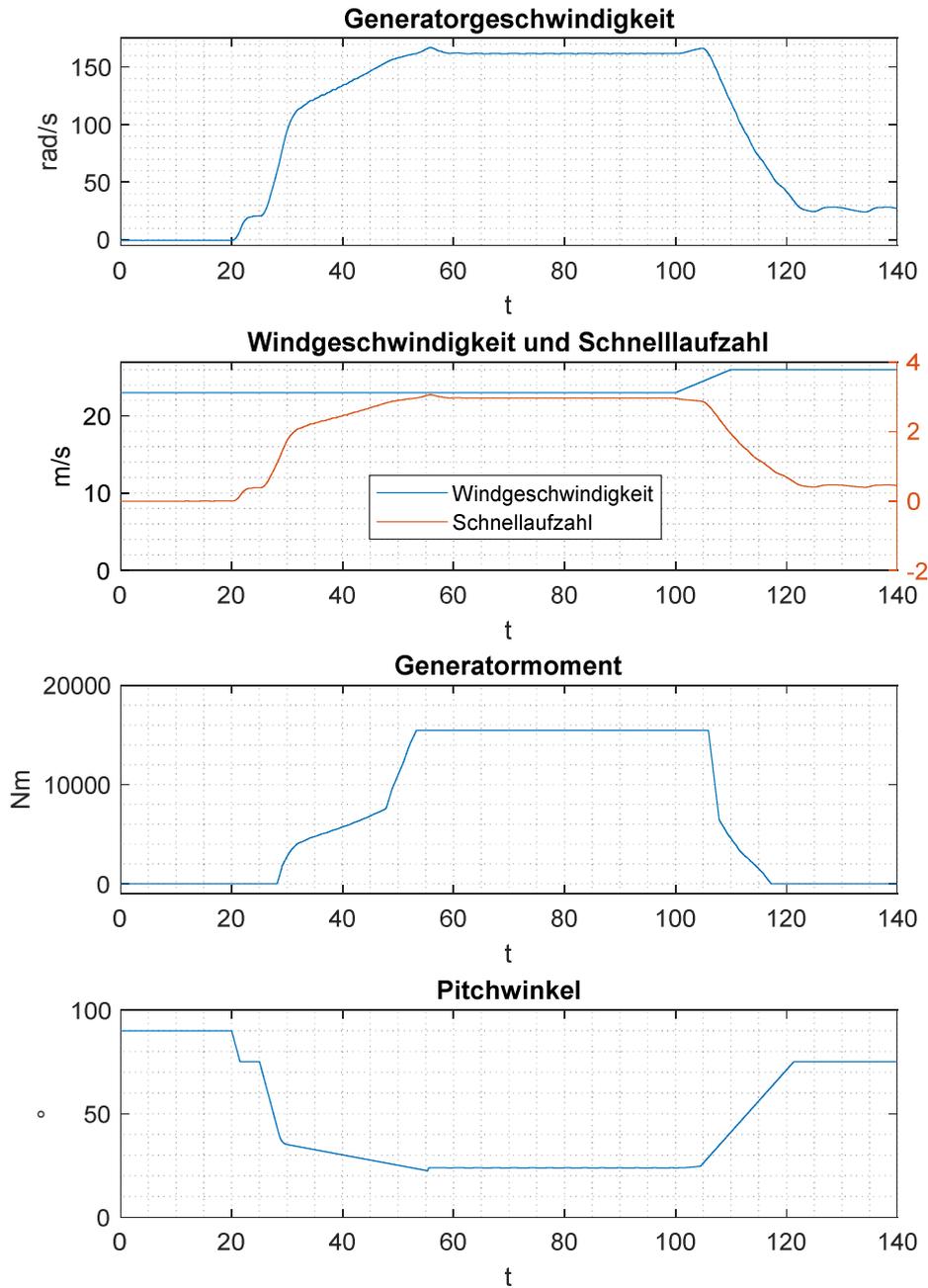


Abbildung 30: Darstellung des Anlagenverhaltens bei Aktivieren der WEA in hohen Windgeschwindigkeiten und dem Übergehen in den Trudelbetrieb aufgrund zu hoher Windgeschwindigkeit.

5 Sensitivitätsanalyse

Das folgende Kapitel befasst sich mit der Identifikation betriebssensitiver Parameter der zuvor dargestellten Betriebsführungs- und Regelarchitektur sowie einer Analyse der Auswirkungen. Hierfür werden Bewertungskriterien der Regelungstechnik wie Kennzahlen von Einheitssprüngen der Führungsgröße, Kennzahlen der mechanischen Ermüdungsberechnung und Kennzahlen für die Regelaktivität und Energieausbeute verwendet. Das Erlangen der regelungstechnischen Kennwerte bedarf, nach der Bestimmung linearer Systeme und der Regelarchitektur, nur geringem Rechenaufwand mittels aktueller Software wie MATLAB. Ermüdungsdauerkennzahlen hingegen werden durch sehr großen simulativen Aufwand erlangt, deren Rechenzeit um Größenordnungen höher ist. Um die Auswirkungen auf die Belastung des Pitchantriebs quantifizieren zu können, wird die Größe ADC (eng.: Actuator duty cycle) genutzt. Sie gibt das Verhältnis von mittlerer zu maximaler Pitchgeschwindigkeit an und wird darum zum Quantifizieren der Pitchaktivität genutzt. Die Auswirkung auf den Energieertrag wird ebenfalls ermittelt sowie die Qualität der Leistung, indem die Standardabweichung der Leistung erfasst wird.

Um aufwandseffizient vorzugehen, werden nicht alle anzunehmenden Parameterkombinationen analysiert. Ein solches Vorgehen gelangt erstens schnell an die Grenzen des Machbaren, da die Anzahl der nutzbaren Parameter in die Kombinatorik als Potenz eingeht. Zweitens sind ebenfalls die Abstufung und der untersuchte Bereich eines jeden Parameters entscheidend für die Dauer der Analyse und für die Ergebnisse selbst.

Um diesen Unzulänglichkeiten zu begegnen, werden die Parameter nicht alle einzeln betrachtet, sondern zunächst in ihren Teilmodulen. So wird zuerst die Auslegung des CPC betrachtet. Anschließend wird die Auswirkung der Filter untersucht. Nach diesen Untersuchungen wird ein Regler gewählt und durch IPC erweitert. Der CPC-Regler wird hierbei gleich belassen und die Auswirkungen der IPC-Parameter analysiert. Zuletzt werden globale Rahmenbedingungen des Anlagenbetriebs verändert, indem die maximale Rotationsgeschwindigkeit und Schnelllaufzahl sowie der minimale Pitchwinkel verändert werden.

Grundlage dieses Vorgehens ist eine angenommene gute Entkopplung der einzelnen Ebenen der globalen Parameter, des CPC und IPC.

5.1 CPC Parameter

5.1.1 Reglerverstärkungen

In Kapitel 4.2.3 wurde eine Auslegung der CPC-Reglerparameter dargestellt, welche mittels der Wahl zweier wählbarer Systemeigenschaftsparameter einhergeht. Es wird eine gewünschte Eigenkreisfrequenz und Dämpfung des Rotorgeschwindigkeitsfehlersystems gewählt. Auf Basis des Leistungskennfelds des Windenergieanlagenrotors werden dann explizite Reglerparameter bestimmt. Diese sind sowohl die proportionale und integrale Reglerverstärkung als auch die Kurve des Gainschedulings.

Da die Parameter frei gewählt werden können, müssen zunächst Werte bestimmt werden, welche zumindest stabile Regelkreise erzeugen. Um diese Fragestellung eingangs zu beleuchten, werden Regler unterschiedlicher Kombinationen bestimmt und auf die linearisierten Strecken angewandt. Anschließend werden die erlangten Regelkreise mittels eines Einheitssprungs auf die Führungsgröße untersucht. Die windgeschwindigkeitsabhängigen Ergebnisse gleicher Regler werden gemittelt. Regler, welche bereits einen instabilen Regelkreis erzeugen, werden nicht weiter untersucht und allgemein als instabil betrachtet. Die so erlangten Kennwerte Anstiegsdauer, Ausregeldauer und Überschwingweite geben ein erstes Verständnis der erlangten Regeleigenschaften. Abbildung 31 stellt die Ergebnisse dieses Vorgehens dar. Der untersuchte Bereich der Eigenkreisfrequenz beträgt 0,4 rad/s bis 1,5 rad/s im Abstand von 0,1 rad/s. Zur besseren Betrachtbarkeit ist nicht der gesamte Bereich dargestellt. Der untersuchte Bereich des Dämpfungsgrads beträgt 0,4 bis 1,5 in Schritten von 0,1. Erste Erkenntnis der Untersuchung ist eine Trennung in stabile und instabile Kombinationen. Überdies hinaus sind die Kennwerte der Sprungantwortanalyse mittels Linien gleicher Werte (folgend Isolinien genannt) eingezeichnet.

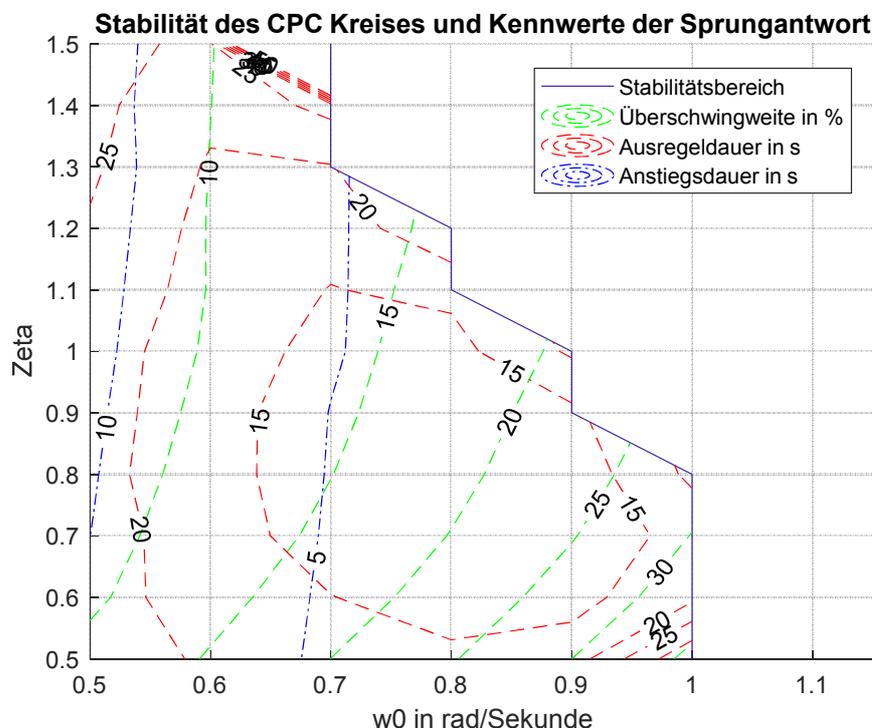


Abbildung 31: Darstellung der Ergebnisse aus der Sprungantwortanalyse unterschiedlicher CPC-Regler

Nach den ausschlaggebenden Kennwerten der Ausregeldauer und Überschwingweite scheinen günstige Konfigurationen um den Punkt (0,8/0,8) zu liegen. Diese Konfigurationen werden weiterführend untersucht. Eine Wahl anderer Parameter wird

nicht angestellt, da keine guten Ergebnisse erwartet werden. Die weiter untersuchten Reglerkonfigurationen sind in Tabelle 3 mit einer Nummer benannt und in ihren Parametern spezifiziert.

Nr.	4	5	6	7	8
Eigenkreisfrequenz ω_0 in rad/s	0,8	0,8	0,8	1	0,6
Dämpfungsgrad ζ	0,8	1	0,6	0,8	0,8

Tabelle 3: CPC-Reglerkonfigurationen der CPC-Sensitivitätsanalyse

Abbildung 32 zeigt die Ergebnisse der Ermüdungsberechnung. Dargestellt sind die relativen Differenzen der Schädigungsäquivalenten Lasten (DEL: damage equivalent loads (engl.)) zwischen den einzelnen Reglerkonfigurationen. Hierbei wird der Einfluss des Dämpfungsgrades und der Eigenkreisfrequenz getrennt voneinander untersucht, indem der nicht untersuchte Parameter bei dem Startwert 0,8 belassen wird. Zusätzlich sind ebenfalls die mittlere Leistung P_{eff} sowie die mittlere Standardabweichung der Leistung $P_{eff} StdDev$ und die Aktivität des Pitchaktuators ADC_{eff} gezeigt. Letztere besitzt eine eigene Achsenskala, da der Wertebereich signifikant größer ist.

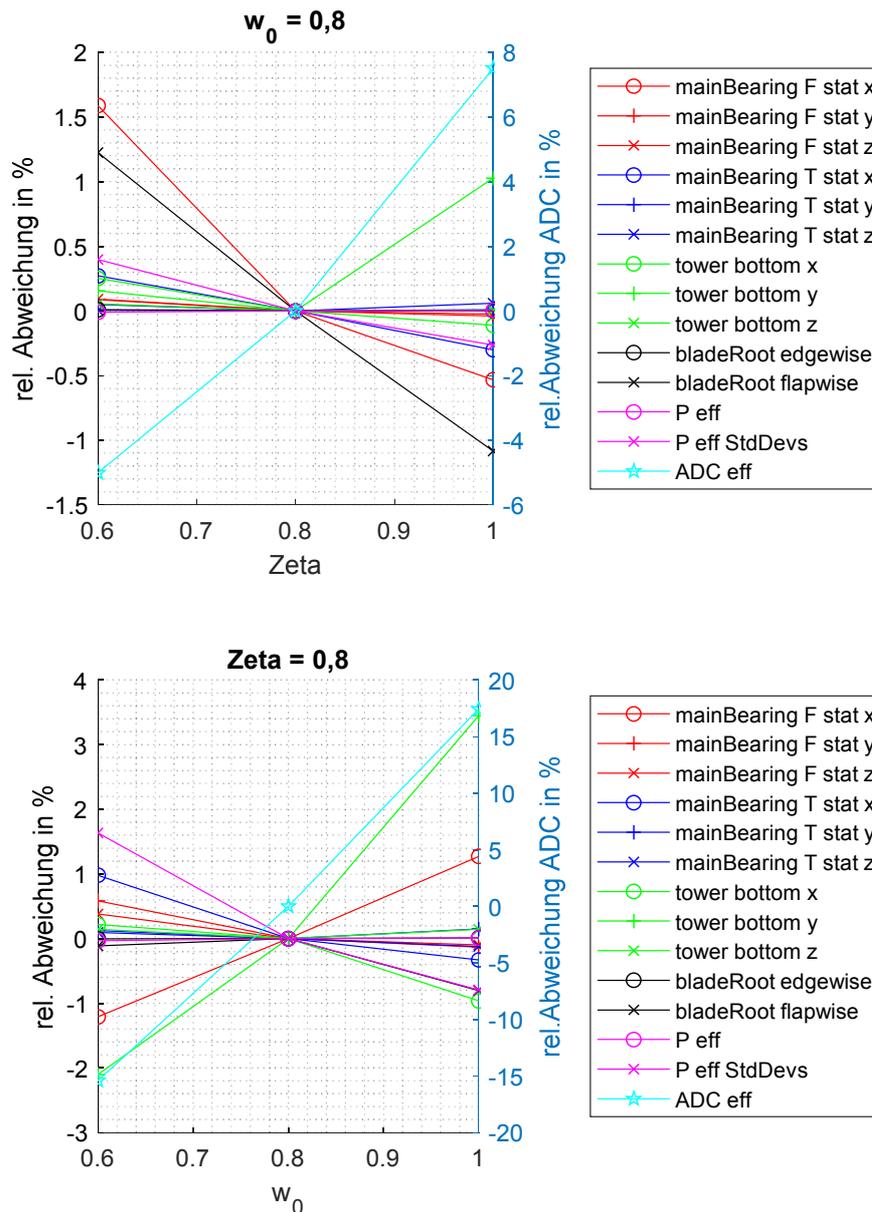


Abbildung 32: Darstellung der relativen Differenzen der Simulationsdaten unterschiedlicher Regler der CPC-

Parameteruntersuchung. Im oberen Diagramm wird der Dämpfungsgrad des Auslegungssystems (Kapitel 4.2.3) variiert. Die Eigenkreisfrequenz bleibt konstant.

Im unteren Diagramm ist dies umgekehrt. Der Dämpfungsgrad verbleibt konstant. Die Kreisfrequenz wird variiert.

Grob betrachtet verhalten sich die untersuchten Größen sehr ähnlich auf die beiden unterschiedlichen Parameter. Mit steigenden Parameterwerten sinken die schädigungsäquivalenten Lasten leicht und die Pitchaktivität steigt. Ausnahme dieses Trends ist das in Windrichtung vor- und zurückwirkende Turmfußbiegemoment um die y-Achse, welches mit beiden Parametern ansteigt und die Axialkraft des Hauptlagers, welche mit steigenden Kreisfrequenzen ansteigt. Für die tatsächliche Schädigung des Turms spielt der relative Anstieg des y-Biegemoments des Turms eine gewichtige Rolle, da es in absoluten Werten bedeutend größer ist, als die übrigen Momentenkomponenten. Dies verdeutlicht Abbildung 33. Weiter ist zu erwähnen, dass die WEA sensibler auf Änderungen der Kreisfrequenz reagiert.

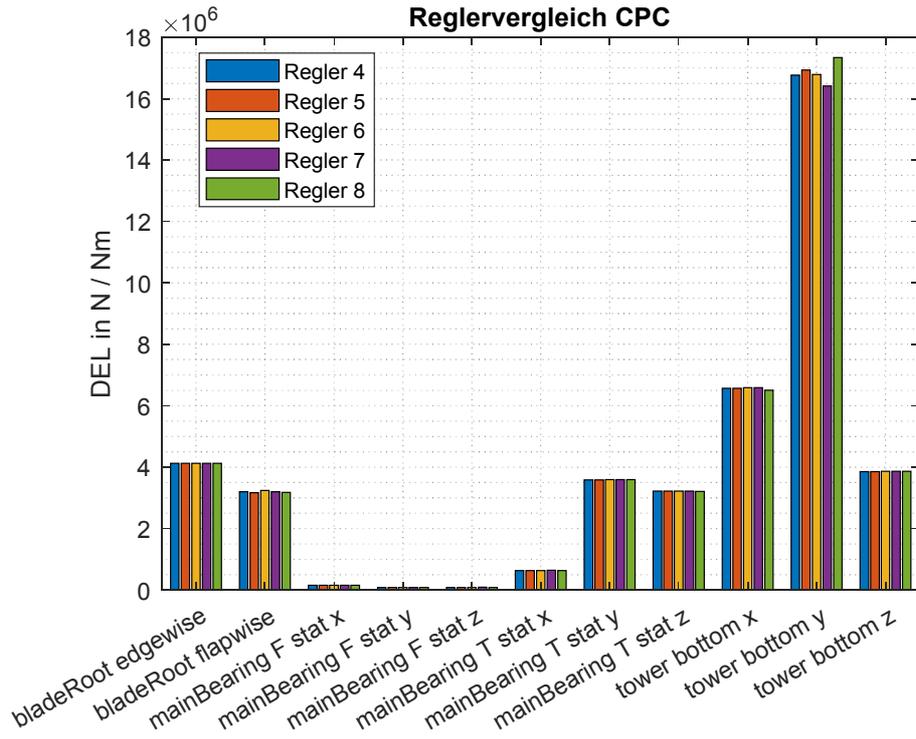


Abbildung 33: Darstellung der absoluten DEL-Werte der CPC untersuchten Regler.

5.1.2 CPC-Filter

Die im Kapitel 4.2.3 vorgestellte Regelarchitektur besitzt Filter für 3P- und 6P-Schwingungen, welche die Pitchaktivität senken sollen. Die Auswirkungen aufgrund des fehlenden Reagierens auf Anregungen der entsprechenden Frequenzen sind bislang nicht quantifiziert worden. Derzeit ist lediglich die Stabilität sichergestellt worden. Um den Effekt der Filter genauer zu untersuchen, wird der Standardregler mit und ohne Filter simuliert. Da durch die veränderte Regelarchitektur eine veränderte Auslegung des CPC bessere Ergebnisse liefern könnte, wird die Analyse der Sprungfunktionen erneut ohne die Filter durchgeführt. Die Ergebnisse hiervon sind in Abbildung 34 in der bereits vorgestellten Weise dargestellt. Werden die beiden Untersuchungen aus Abbildung 31 und Abbildung 34 miteinander verglichen, so fällt auf, dass die Variante ohne Filter allgemein bessere Werte besitzt. Der Stabilitätsbereich bei großen Kreisfrequenzen und niedrigen Dämpfungsgraden ist vergrößert. Die Überschwingweiten bei ansonsten gleichen Auslegungsparametern ist weitgehend geringer.

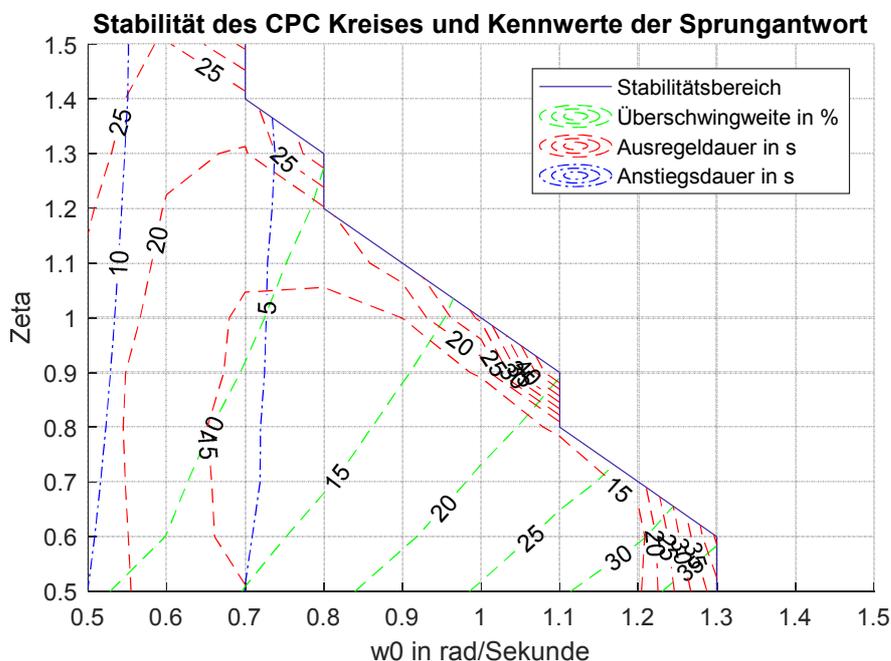


Abbildung 34: Darstellung der Ergebnisse aus der Sprungantwortanalyse unterschiedlicher CPC-Regler ohne Filterung des Generatorgeschwindigkeits-signals

Die geringste Ausregeldauer befindet sich in der neuen Analyse bei einer Konfiguration von 1 rad/s Kreisfrequenz und 0,6 als Dämpfungsgrad. Dieser Regler wird mit in die genauere zu untersuchenden Regler aufgenommen. Die simulierten Regler werden in Tabelle 4 vorgestellt.

Nr.	1	2	4
Eigenkreis-frequenz ω_0 in rad/s	1	0,8	0,8
Dämpfungsgrad ζ	0,6	0,8	0,8
Filter 3P & 6P	0	0	1

Tabelle 4: entscheidende Spezifikationen der Regler der CPC-Filter-Untersuchung

Abbildung 35 zeigt die Ergebnisse der Simulationen. Es werden die relativen Abweichungen der Analysewerte der Regler in Bezug auf Regler 4 dargestellt. Es ist

ersichtlich, dass das Ziel der Filter erreicht wird. Die Pitchaktivitäten bei abgeschalteten Filtern sind deutlich größer. Mit Deaktivierung der Filter gehen jedoch leicht geringere DELs einher. Welcher der Regler ohne Filter bessere Ergebnisse liefert, lässt sich nicht einfach bestimmen. Ihre Resultate sind ähnlich und eine genaue Entscheidung würde eine definierte Gewichtung der einzelnen Kennwerte erfordern.

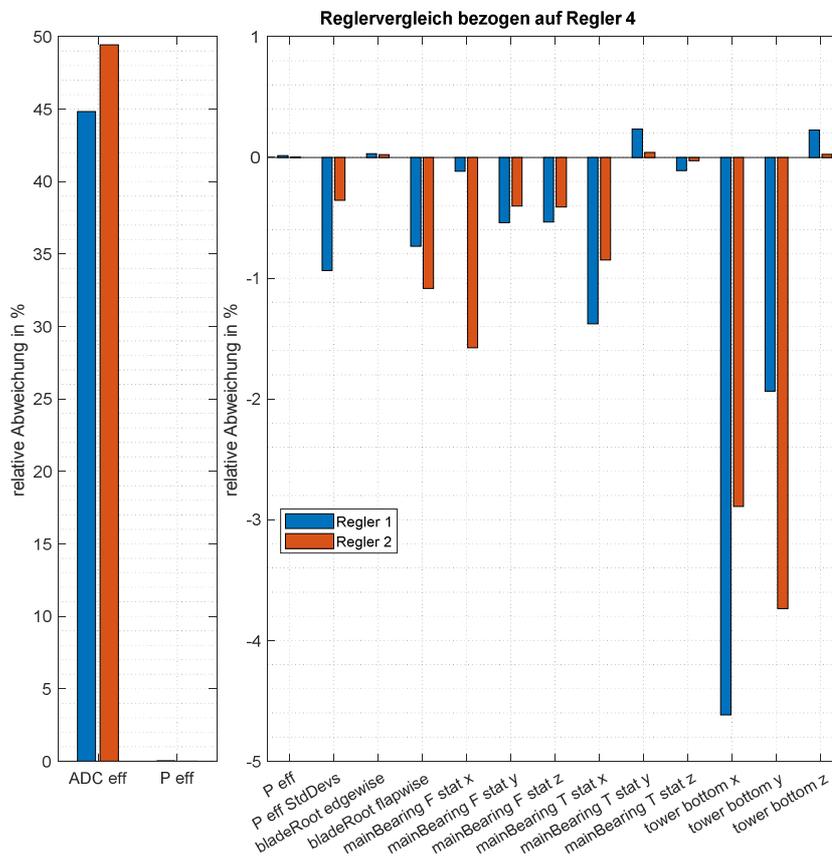


Abbildung 35: Darstellung der Simulationsergebnisse der Regler der CPC-Filter-Untersuchung. Die Daten sind in relativen Differenzen zum Standard-CPC-Regler 4 ausgedrückt.

5.1.3 CPC-Übergang zwischen Voll- und Teillastbetrieb

In Kapitel 4.2.1 wurde vorgestellt wie die Produktionsregionen unterteilt werden. Hierbei ist der Parameter s_{R25} eingeführt worden. s_{R25} bestimmt die Größe der Übergangsregion 2.5 von der Grenze zu Region 3 in Region 2 hinein. s_{R25} besitzt darum einen direkten Einfluss auf die Steigung der Generatorkurve über der Generator Drehzahl. Abbildung 36 verdeutlicht dies.

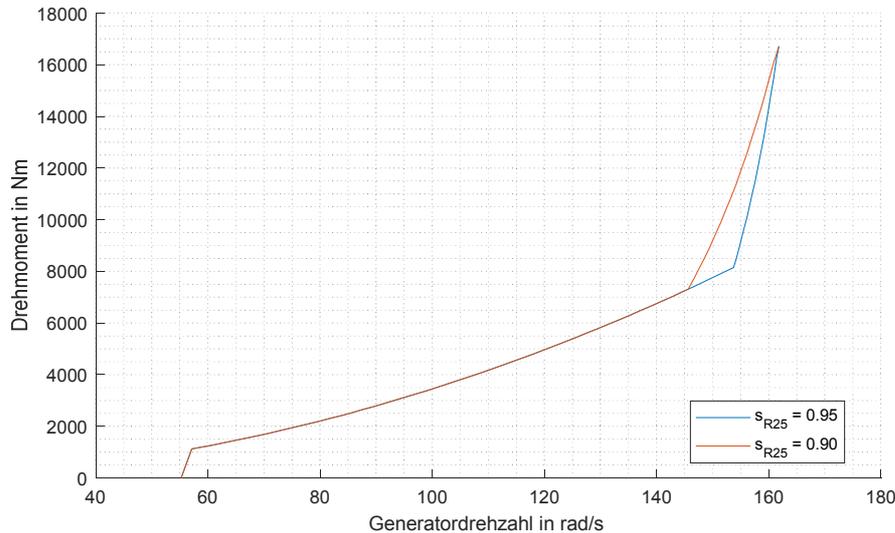


Abbildung 36: Darstellung des generatordrehzahl-abhängigen Generatormoments aufgrund unterschiedlicher Werte des Parameters s_{R25} bei ansonsten gleichen Parameterwerten.

Es ist zu erkennen, dass der Übergangsbereich der Region 2.5 mit kleinerem s_{R25} früher betreten wird. Der Anstieg des Generatormomentes mit der Generatorgeschwindigkeit verläuft darum flacher. Aufgrund des flacheren Anstiegs verhält sich die Regelung gegenüber Drehzahlschwüngen robuster, jedoch auch langsamer. Zudem wird bei geringeren Drehzahlen bereits ein größeres Drehmoment durch den Generator abgenommen. Hierdurch wird der Rotor bei Sprüngen der Windgeschwindigkeit bereits früher gebremst. Die erhöhte Robustheit und das früher stärker eintretende Bremsmoment verringern ein Überschwingen in Region 3, dem Vollastbetrieb. Abbildung 37 belegt dies, da die Pitchaktivität von Regler 3 im Vergleich zu Regler 4 leicht sinkt. Alle übrigen DELs sinken ebenfalls leicht. Die Kosten hierfür sind eine geringe Verminderung der mittleren Leistung.

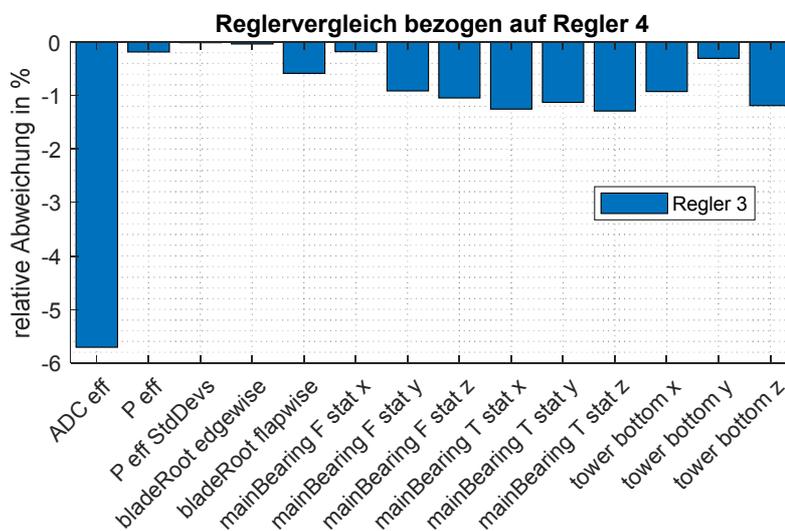


Abbildung 37: Ergebnisse der simulativen Analyse bei Verwendung unterschiedlicher Werte des Parameters s_{R25} . Die Ergebnisse von Regler 3 werden auf die Ergebnisse von Regler 4 bezogen und als relative Differenzen abgebildet.

5.2 IPC-Parameter

Die in Kapitel 4.3 eingeführte Regelarchitektur des IPC zur Verminderung der Blattlasten besitzt zwei unabhängige Auslegungskriterien. Einerseits die Geschwindigkeit des Regelkreises über die Wahl der Reglerverstärkung im Zusammenspiel mit dem Tiefpass (PT1-Glied) und andererseits die Regellimitierung durch eine maximale Spannweite des IPC-Pitchwinkels. Dieser stellt eine externe Grenze dar und wirkt bei Erreichen der Grenzwerte direkt auf die Pitchaktivität. Folgend werden die beiden Einflussgrößen getrennt voneinander untersucht.

Der in Kapitel 4.3.1 untersuchte Einfluss einer Winkelverschiebung zwischen Hin- und Rücktransformation wird hier nicht weiter untersucht, da aus der Theorie eindeutig ist, dass bei Verwendung dezentraler Regler eine möglichst gut entkoppelte Regelstrecke die besten Ergebnisse liefert. Es wird immer der bestimmte, beste Offsetwinkel genutzt.

5.2.1 IPC-Reglerverstärkung

Die IPC-Reglerverstärkung wird im Zusammenspiel mit dem eingefügten Tiefpass untersucht. Da der Tiefpass als PT1-Glied integriert ist, beträgt dessen Verstärkung 1 und wird durch die Eckfrequenz ω_{Eck} charakterisiert. Die Eckfrequenz ist die Frequenz einer Phasenverschiebung von 45° oder des Amplitudengangs bei -3dB.

Es werden, ähnlich wie bei der CPC-Untersuchung, die IPC-Regelkreise mit IPC-Reglern unterschiedlicher Konfigurationen mittels Führungsgrößensprüngen untersucht. Ausgewertet werden die Kennzahlen eines direkten Eingangs-Ausgangspaars. Die Auswirkungen auf den schwach gekoppelten Ausgang werden nicht quantifiziert. Aufgrund der Rückkopplung beeinflusst dessen Dynamik jedoch ebenfalls die Werte des direkten Paares.

Aufgrund der Ähnlichkeit der zwei IPC-Übertragungsfunktionen der WEA und derselben verwendeten Regler, wird nur ein Übertragungspaar quantifiziert und die Ergebnisse dargestellt.

Darüber hinaus kann eine IPC Regelung eine WEA nicht ohne eine CPC-Regelung betreiben, weshalb ebenfalls untersucht werden muss, ob die Einbindung des CPC-Kreises in die Untersuchung das Ergebnis verändert.

Abbildung 38 zeigt die Ergebnisse der Sprungantwortuntersuchung. Die Achsen geben Aufschluss über die untersuchte Reglerkonfiguration. Es sind erneut die Resultate des Überschwingens, der Ausregel- und Anstiegsdauer mittels Isolinien innerhalb des Stabilitätsbereichs eingetragen. Im oberen Plot ist die Untersuchung des IPC-Kreises ohne Einbindung des CPC-Kreises gezeigt, unten die Untersuchung mit Einbindung des CPC-Kreises. Als CPC-Regler dient hierbei die Standardkonfiguration mit eingeschalteten Filtern und einer Auslegung auf 0,8 rad/s Eigenkreisfrequenz und 0,8 als Dämpfungsgrad.

Die zuletzt geäußerte Fragestellung des Einflusses der CPC-Regelung ist anhand der zwei Darstellungen zu klären. Da die Ergebnisse der zwei Untersuchungen sich augenscheinlich sehr stark ähneln, ist der Einfluss eines stabilen CPC-Kreises auf die Eigenschaften des IPC-Kreises gering. Diese Beobachtung wurde bereits im Zusammenhang mit der Bestimmung der Modulränder in Kapitel 4.3.2 gemacht.

Um den Einfluss der Geschwindigkeit des Regelkreises genauer zu untersuchen, werden vier Reglerkonfigurationen aus dem dargestellten Diagramm ausgewählt. Hierbei wird darauf geachtet, dass die Überschwingweite der gewählten Reglerkonfigurationen in etwa gleich ist, um ähnliche stabile Regelkreise zu betrachten. Die genaue Spezifikation dieser Regler kann Tabelle 5 entnommen werden. Die Überschwingweite aller dargestellten Regler beträgt etwa 5 %.

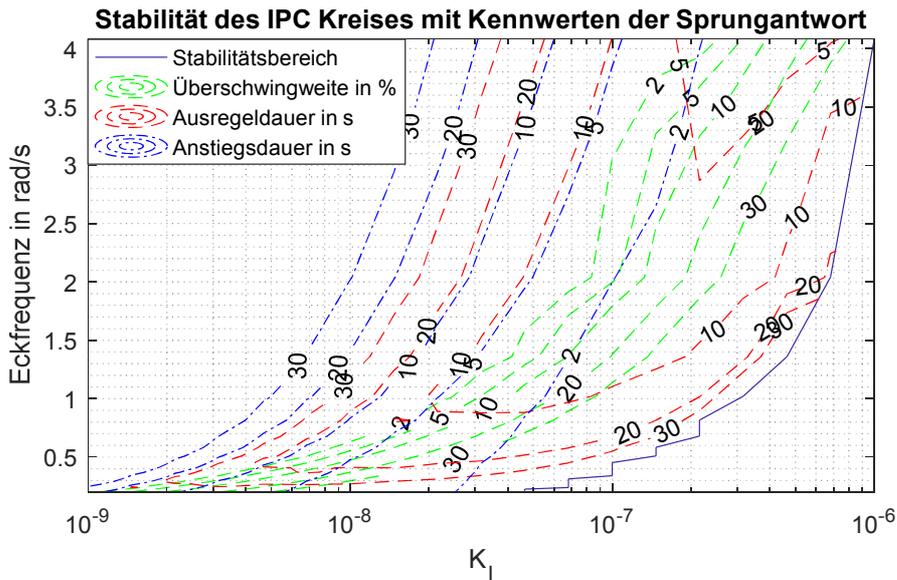
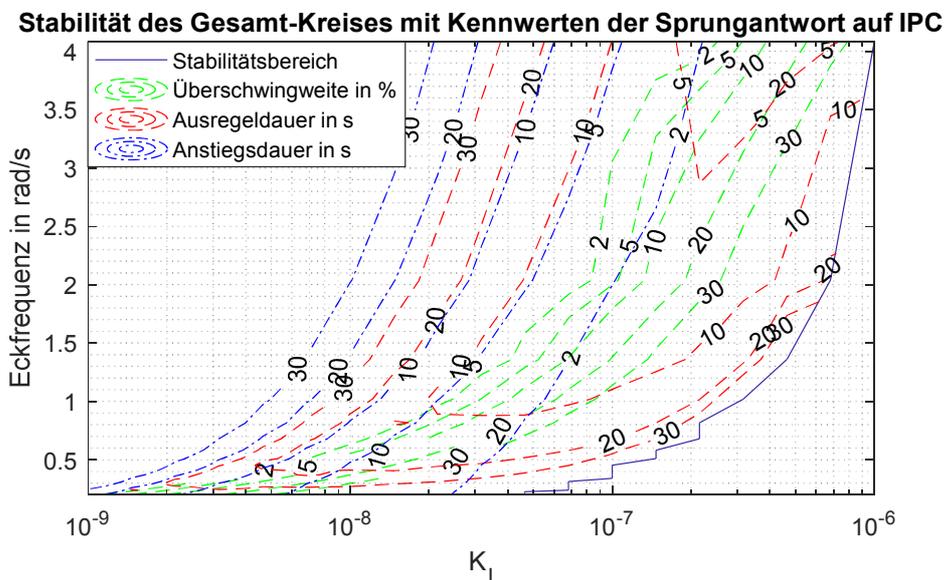


Abbildung 38: Darstellung der Ergebnisse aus der Sprungantwortanalyse. Der Führungssprung wird auf das cosinuszyklische Blattwurzelbiegemoment angewendet. Die Kennwerte werden ebenfalls anhand des cosinuszyklischen Blattwurzelbiegemoments ermittelt. Oben wird der reine IPC-Regelkreis untersucht. Unten wird der gesamte Regelkreis aus CPC und IPC untersucht.



Nr.	39	13	14	15
Eigenkreisfrequenz ω_0 in rad/s	0,8	0,8	0,8	0,8
Dämpfungsgrad ζ	0,8	0,8	0,8	0,8
Filter 3P & 6P	1	1	1	1
K_I	$2 * 10^{-7}$	$1 * 10^{-7}$	$3 * 10^{-8}$	$8 * 10^{-9}$
ω_{Eck} in rad/s	4	2	1	0,5

Tabelle 5: entscheidende Spezifikationen der Regler der IPC-Reglerverstärkung-Untersuchung

Abbildung 39 stellt die Simulationsergebnisse der Variationsuntersuchung der IPC-Reglerverstärkung dar. Der Einfluss eines IPC auf die Pitchaktivität ist deutlich zu erkennen. Der Kennwert der Pitchaktivität ADC_{eff} verzeichnet einen Anstieg durch Zuschalten des IPC um 500% bis 900%, abhängig von der IPC-Konfiguration. Höhere

Reglerverstärkungen rufen höhere Pitchaktivitäten hervor. Mit dem Anstieg der Pitchaktivität geht ein Abfall der schädigungsäquivalenten Last des Schlagmoments der Blätter, wie auch ein geringer Abfall des DEL des Schwenkmoments einher. Dies entspricht der Erwartung des IPC. Die Reduktion steigt jedoch nicht stetig mit höheren Reglerverstärkungen. Es bildet sich ein Minimum des DEL des Schlagmoments bei $1 \cdot 10^{-7}$. Bei größeren Verstärkungen steigt das DEL wieder.

Besonders zu erwähnen ist neben diesem deutlichen Zusammenhang der Verlauf der DELs der Biegemomente der Welle *mainBearing T stat y* und *mainBearing T stat z*. Sie sollten aufgrund des verstetigten, aerodynamisch hervorgerufenen Moments auf den Rotor, verringert werden. Dieser Trend ist bei geringen Reglerverstärkungen in geringen Maßen zu betrachten. Bei größer werdenden Verstärkungen nehmen die DELs jedoch zu. Die Welle wird stärker belastet.

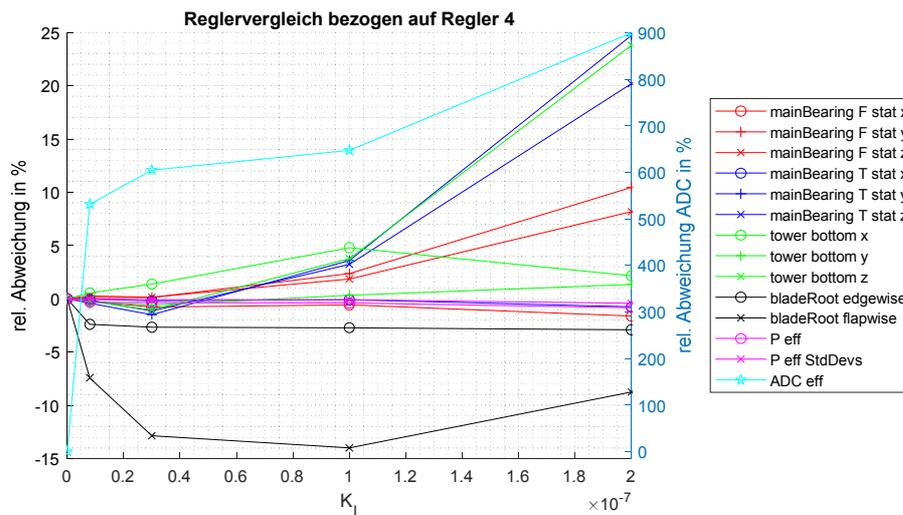


Abbildung 39: Vergleich der Simulationsergebnisse der IPC-Reglerverstärkungsuntersuchung abhängig von der gewählten Reglerverstärkung des IPC. Die Ergebnisse werden in Relation zum Standard-CPC Regler 4 gesetzt.

Die Untersuchung der IPC-Geschwindigkeit anhand der Reglerverstärkungen zeigt auf, dass der IPC sein primäres Ziel erreicht. Die Blattbelastungen werden gesenkt. Durch die Wahl der Reglerverstärkung kann die Größe der Veränderungen beeinflusst werden. Jedoch gibt es eine Grenze, hinter dessen Überschreitung keine weiteren Lastreduktionen erreicht werden, sondern Lasten allgemein mit der Pitchaktivität zusammen steigen. Solch hohe Reglerverstärkungen sollten vermieden werden, da hierdurch insgesamt höhere Belastungen auftreten.

Erklärt werden kann dies lediglich mittels des Zunehmens der Rauschverstärkung im diskreten Einsatzfall. Durch die hohe Reglerverstärkung werden Regeldifferenzen stark verstärkt auf das Stellglied weitergegeben und rufen hohe Veränderungen hervor. Im nächsten erfassten Zeitschritt unterscheidet sich die Regeldifferenz, aufgrund der großen Stellgliedänderung, stark von der vorigen, was erneut eine starke Änderung des Stellglieds erzeugt. Dieser Effekt wird durch steigende Reglerverstärkungen intensiviert und führt letztendlich in die Instabilität des Regelkreises.

Ein deutlicher Indikator hierfür ist das horizontal wirkende Biegemoment der Welle um die y-Achse (*mainBearing T stat y*). Der IPC sollte die auftretenden Schwingungen und den Mittelwert zu Null bringen und dadurch die äquivalente Last reduzieren. Es gibt keinen anderen Effekt, welcher diesem entgegenwirkt. Dies wird mit geringen Reglerverstärkungen erreicht. Bei größeren Verstärkungen steigt die Last jedoch an. Dies kann ausschließlich aufgrund von größer werdenden Schwingungen um den Nullpunkt geschehen und ist auf das verstärkte Rauschen zurückzuführen.

Das vertikal wirkende Biegemoment der Welle um die Z-Achse ist hierfür kein eindeutiger Indikator, da durch Minimierung des vertikalen Moments kein Gegenmoment besteht, welches dem Moment, aufgrund der Gewichtskraft des Rotors,

entgegenwirkt. Die Schwingungsamplitude soll durch den IPC folglich sinken, der Mittelwert des Biegemoments am Hauptlager steigt jedoch durch den IPC.

5.2.2 IPC Spannweite

Die Begrenzung der maximalen Spannweite des IPC wurde in Kapitel 4.3.2 eingeführt. Mit ihr kann die Pitchwinkeldifferenz eines Blattes, hervorgerufen durch den IPC, über einen Umlauf begrenzt werden. Durch diese Begrenzung soll ein möglichst direkter Einfluss auf die Pitchaktivität erreicht werden. Erwartet wird, dass durch die Verminderung der maximalen Pitchwinkelspanne, der Einfluss des IPC auf die unterschiedlichen DELs verringert wird.

Um dies zu untersuchen, werden zwei Reglerkonfigurationen des vorherigen Kapitels mit unterschiedlichen maximalen Spannweiten untersucht. Die Wahl fällt hierbei auf die bisher untersuchten Extremfälle mit $K_I = 8 \cdot 10^{-9}$ und $K_I = 2 \cdot 10^{-7}$.

In Abbildung 40 und Abbildung 41 sind die Simulationsergebnisse der beiden Regler dargestellt. Als Referenz wird erneut der CPC-Standardregler 4 verwendet.

Es ist erkennbar, dass die Stellgrenzen von 2° und 4° in den Simulationen erreicht wurden, da bei einer Erhöhung der Grenzen höhere Pitchaktivitäten erfolgen. Würden die Grenzen nicht erreicht werden, so würde die Pitchaktivität nicht weiter ansteigen. Eine Aussage dazu, ob die Grenzen des letzten Punkts erreicht werden, kann nicht erfolgen, da es keinen Vergleichspunkt höherer Grenzen gibt. Aufgrund des flacher werdenden Verlaufs der Pitchaktivität, ist jedoch anzunehmen, dass die Pitchaktivität bei wenig höheren Grenzwerten bereits gesättigt ist.

Durch Betrachtung beider Abbildungen ist ersichtlich, dass die maximale IPC-Winkelspanne S_{max} auf die unterschiedlichen Regler in gleicher Weise wirkt. Darum wird der Schluss gezogen, dass die folgenden Erkenntnisse auch auf die übrigen Reglerkonfigurationen übertragbar sind.

Durch Vergrößerung von S_{max} erhöht sich die Pitchaktivität und die auf das Blatt wirkenden DELs sinken. Hierbei tritt erneut ein Optimum in Form eines Minimums der Lasten aus dem Schlagmoment auf, ab dessen IPC-Spannweite bei weiterer Erhöhung der positive Effekt abnimmt. Dies kann beiden Abbildungen entnommen werden. Die Verläufe der DELs der Blätter ähneln sich hierbei sehr stark in ihrer Form. Eine optimale Auslegung der maximalen IPC-Spannweite anhand der DELs der Blätter liegt bei $S_{max} = 4^\circ$.

Die übrigen Kennwerte scheinen im untersuchten Bereich von der Spannweite fast linear abhängig zu sein. Bei geringer Reglerverstärkung sind die Auswirkungen auf die übrigen Kennwerte sehr gering, weshalb sich nur schwer ein allgemeines Verhalten ableiten lässt. Bei großer Reglerverstärkung wird die Ähnlichkeit zu linearen Funktionen jedoch deutlich, sodass Approximationen der Verläufe mittels linearer Funktionen bis kurz vor die Sättigung der Pitchaktivität für weiterführende Anwendungen annehmbar sind.

Eine mögliche Erklärung zur Verschlechterung der Ergebnisse bei großen Spannweiten kann in der immer größeren Differenz zwischen linearisiertem System und der Realität liegen. Aus vorigen Kapiteln ist bekannt, dass sich das System WEA in unterschiedlichen Betriebspunkten unterschiedlich verhält. Die Linearisierungen wurden anhand eines reinen kollektiven Pitchwinkels erstellt. Ein größer werdender IPC-Winkel erzeugt eine immer größer werdende Differenz zwischen dem linearisierten System und dem realitätsnahen Simulationsmodell, sodass der Regler zunehmend unpassender ist. Außerdem werden durch die Begrenzung ebenfalls die Auswirkungen des verstärkten Rauschens begrenzt.

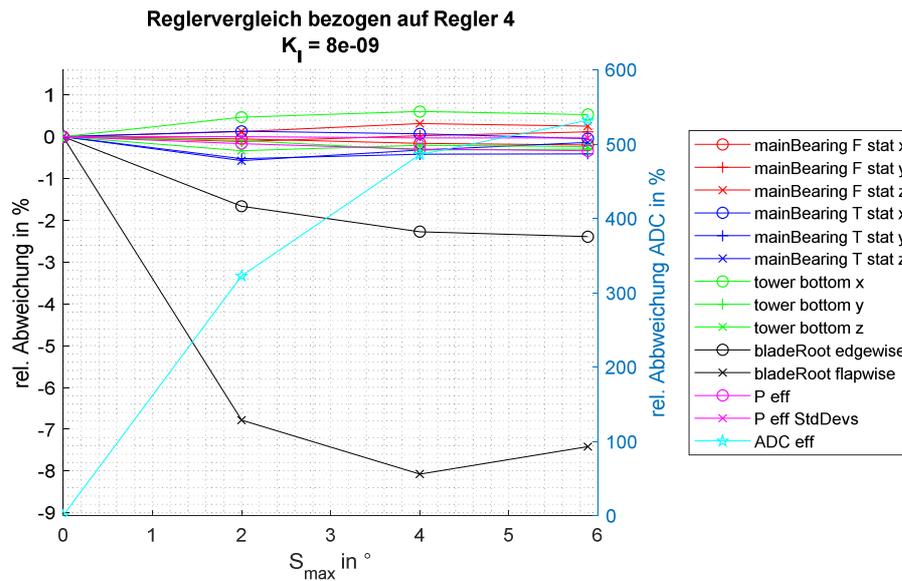


Abbildung 40: Darstellung der Simulationsergebnisse eines Reglers mit geringer Reglerverstärkung anhand der maximalen IPC-Spanne. Die Daten sind in relativen Differenzen zum Standard-CPC-Regler 4 ausgedrückt.

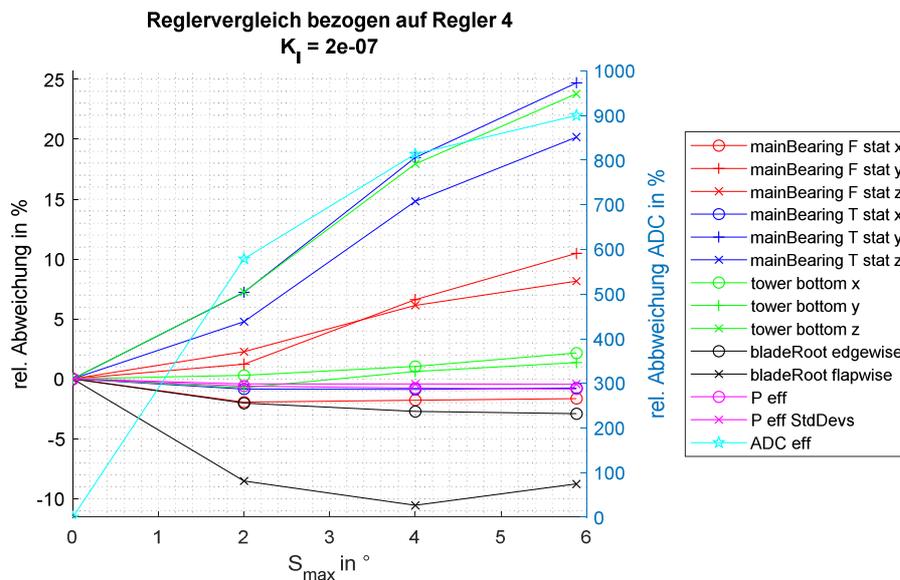


Abbildung 41: Darstellung der Simulationsergebnisse eines Reglers mit großer Reglerverstärkung anhand der maximalen IPC-Spanne. Die Daten sind in relativen Differenzen zum Standard-CPC-Regler 4 ausgedrückt.

5.2.3 IPC-Modi

Neben den bisher gezeigten Einstellungsmöglichkeiten des IPC selbst, verbleibt noch die Wahl, wann der IPC aktiviert ist. Bis hier wurde der IPC während der CPC-Untersuchungen dauerhaft deaktiviert oder während der vorangegangenen IPC-Untersuchungen über alle Produktionsregionen aktiviert.

Das folgende Unterkapitel untersucht die Auswirkungen eines IPC, welcher nur in der Vollastregion aktiviert ist.

Dies wird erzielt, indem die maximale IPC-Spannweite vom kollektiven Pitchwinkel abhängig gemacht wird. Bei kollektiven Pitchwinkeln kleiner zwei Grad ist die IPC-Spannweite auf null Grad begrenzt. Ab fünf Grad kollektivem Pitchwinkel entspricht die maximale IPC-Spannweite der eingestellten maximalen IPC-Spannweite. Zwischen zwei und fünf Grad kollektivem Pitchwinkel wird linear interpoliert. Die unterschiedlichen Modi des IPC werden folgend mit Modus 0 für deaktivierten IPC,

Modus 1 für aktivierten IPC im Vollastbetrieb und Modus 2 für aktivierten IPC in allen Produktionsbetrieben beschrieben.

Es werden die zwei Reglerkonfigurationen von zuvor übernommen, die IPC-Modi werden jedoch zu eins gesetzt, sodass der IPC nur im Vollastbereich aktiviert ist.

Die Ergebnisse dieser Simulationen werden in Relation zu den zuvor erhaltenen Ergebnissen gesetzt.

Die genauen Reglerauslegungen können Tabelle 6 entnommen werden.

Die Ergebnisse sind in Abbildung 1 dargestellt.

Nr.	15	21	39	42
Eigenkreisfrequenz ω_0 in rad/s	0,8	0,8	0,8	0,8
Dämpfungsgrad ζ	0,8	0,8	0,8	0,8
Filter 3P & 6P	1	1	1	1
K_I	$8 * 10^{-9}$	$8 * 10^{-9}$	$2 * 10^{-7}$	$2 * 10^{-7}$
ω_{Eck} in rad/s	0,5	0,5	4	4
IPC-Modus	2	1	2	1
S_{max} in °	5,9	5,9	5,9	5,9

Tabelle 6: entscheidende Spezifikationen der Regler der IPC-Modi-Untersuchung

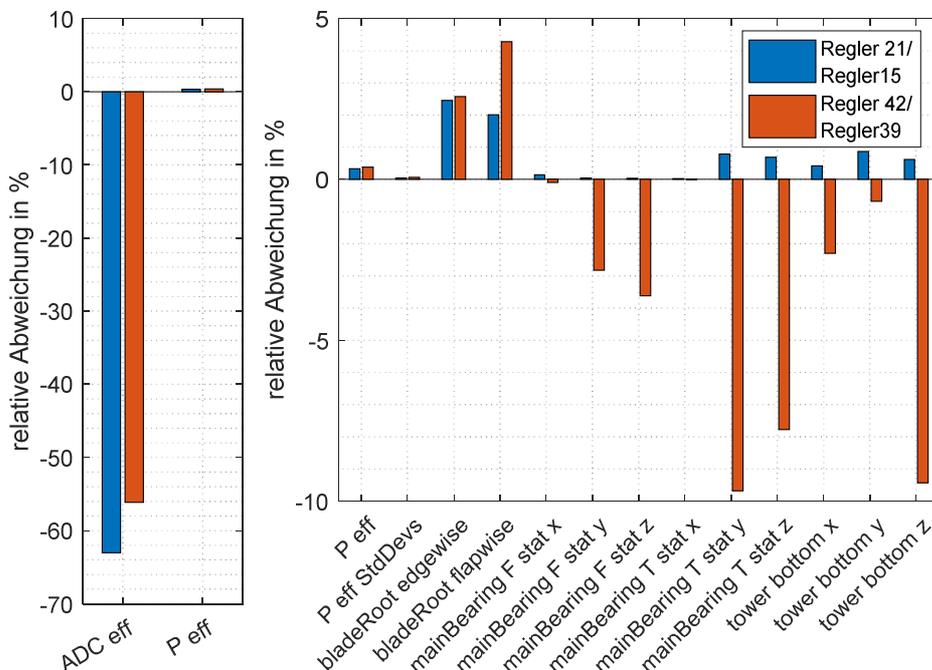


Abbildung 42: Darstellung der Simulationsergebnisse der Regler der IPC-Modi-Untersuchung. Die Daten sind in relativen Differenzen zum Standard-CPC-Regler 4 ausgedrückt.

Abbildung 42 zeigt die Resultate der Analyse der Simulationen. Die gezeigten Säulen stellen den relativen Unterschied eines Reglers unter unterschiedlichen IPC-Modi dar. Der IPC-Modus 2 ist hierbei die Referenzgröße. Dies lässt sich in der Abbildung anhand der Pitchaktivität leicht nachvollziehen, da die Pitchaktivität im Modus 1 kleiner

anzunehmen ist, als im Modus 2. Dies wird durch eine negative relative Abweichung ausgedrückt. Die Abbildung zeigt, dass die Pitchaktivität durch Abschalten des IPC im Teillastbetrieb um über 50% verringert werden kann. Die Auswirkungen auf die Lasten der Blätter sind deutlich geringer. Sie steigen lediglich um 2 % beziehungsweise 4 % gegenüber einem IPC-Betrieb in allen Produktionsregionen.

Der Einfluss des IPC-Modus auf die übrigen Kräfte und Momente kann nicht für beide Regler verallgemeinert werden. Aus den dargestellten Ergebnissen lässt sich lediglich weiter herausgelesen, dass der IPC mit geringen Reglerverstärkungen auch im Teillastbetrieb positiven Einfluss auf die übrigen Lasten besitzt. Dies kehrt bei hoher Reglerverstärkung um. Abbildung 1 verdeutlicht dies, indem die relativen Abweichungen zu den Ergebnissen des CPC-Standardreglers 4 dargestellt sind. Während bei niedriger Reglerverstärkung die DELs der Biegekräfte und -momente des Triebstrangs und Turms bei der Abschaltung des IPC im Teillastbetrieb leicht ansteigen (Regler 15 → 20), fallen die Belastungen durch das Abschalten des IPC im Teillastbetrieb beim Regler mit hoher Verstärkung (Regler 39 → 42). Wie bereits in Kapitel 5.2.1 ist ein solcher Regler jedoch zu vermeiden.

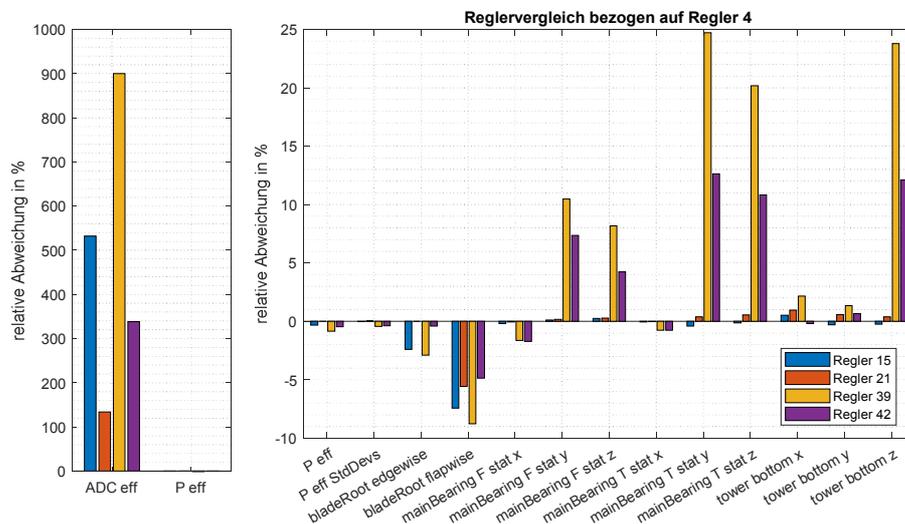


Abbildung 43: Darstellung der Simulationsergebnisse der IPC-Modi-Untersuchung im Vergleich zur CPC-Standardregelung 4. Regler 4 ist den übrigen Regelungen enthalten und wird durch spezifische IPC-Regler ergänzt.

Eine weitere Beobachtung ist, dass die Reduktion der Schwenkbelastung der Blätter (engl. *bladeRoot edgewise*) fast ausschließlich aus dem IPC-Betrieb im Teillastbetrieb stammt. Dies kann zum Teil auf das Verhältnis der Auftretenswahrscheinlichkeit von Windgeschwindigkeiten unterhalb und oberhalb der Nennwindgeschwindigkeit zurückgeführt werden. Ihre Auftretenswahrscheinlichkeiten liegen bei der verwendeten Weibullverteilung weit auseinander. Die Auftretenswahrscheinlichkeit für mittlere Windgeschwindigkeiten unterhalb der Nennwindgeschwindigkeit, also zwischen 3 m/s und 10,8 m/s, liegt bei etwa 73 %. Die Auftretenswahrscheinlichkeit von mittleren Windgeschwindigkeiten von 10,8 m/s bis 23 m/s liegt hingegen nur bei 13%. Wird der Analysebereich auf 3 m/s bis 23 m/s eingeschränkt, so wird das Verhältnis erlangt, dass die WEA zu etwa 85% der Produktionszeit im Teillastbetrieb operiert und nur zu 15% der Produktionszeit im Vollastbetrieb. Weiter ist nicht anzunehmen, dass die Belastungen im Vollastbereich stark gegenüber dem Teillastbetrieb steigen, da ein großer Anteil der Momentenschwingung bereits aus der Gewichtskraft und dem sich über den Umlauf verändernden Hebel zum Schwerpunkt des Blattes stammt.

Es ist dargestellt, dass die Möglichkeit der eingeschränkten Nutzung des IPC einen deutlichen Einfluss auf die Pitchaktivität und resultierenden Lasten hat. Lastreduzierende Einflüsse des IPC auf das Schwenkmoment der Blätter werden hauptsächlich durch aktivierten IPC im Teillastbetrieb erreicht. Neben dem eindeutigen

Zusammenhang zwischen IPC-Modus, Pitchaktivität und Blattbelastung lassen sich keine weiteren allgemeingültigen Aussagen treffen.

5.3 Globale Änderungen

Neben den bisher gezeigten Untersuchungen direkter regelungstechnischer Parameter sollten Parameter, welche das Anlagenverhalten global beeinflussen, nicht vernachlässigt werden. Diese sind die maximale Blattspitzengeschwindigkeit, der minimale Pitchwinkel und die maximale Schnelllaufzahl.

Anhand des Rotorkennfelds des Schubbeiwerts, gezeigt in Abbildung 44, ist ersichtlich, dass sich der Schubbeiwert bereits durch kleine Änderungen des minimalen Pitchwinkels deutlich verschiebt. Der Leistungsbeiwert, gezeigt in Abbildung 45, weist hingegen ein Plateau um den leistungsoptimalen Punkt auf. Durch eine geringe Vergrößerung des minimalen und üblicherweise leistungsoptimalen Pitchwinkels, lässt sich darum das Verhältnis von Leistungsbeiwert zu Schubbeiwert vergrößern. Dies ist in Abbildung 46 dargestellt.

Die erwähnten Abbildungen stellen die Betriebszustände von Reglern unterschiedlicher globaler Reglerparameter auf den Rotorkennfeldern dar. Die gezeigten Kennfelder entsprechen dem Kennfeld des Schubbeiwerts, des Leistungsbeiwerts und dem Quotienten der beiden. Die eingetragenen Kurven repräsentieren die stationären Betriebszustände der WEA. Bei geringen Windgeschwindigkeiten startet die WEA bei hoher Schnelllaufzahl und niedrigem Pitchwinkel. Ab Region 2.5 fällt die Schnelllaufzahl. Ab dem Eintreten in den Volllastbereich wird der Pitchwinkel vergrößert.

Die unterschiedlichen Kurven entsprechen unterschiedlichen Reglern. Sie besitzen kein IPC. Der CPC wird für alle nach dem CPC-Standard eingestellt. Die Eigenkreisfrequenz beträgt 0,8 rad/s. Die Dämpfung des CPC wird für 0,8 ausgelegt. Die 3P- und 6P-Filter der Generatordrehzahl sind aktiviert. Die globalen Parameter der dargestellten Regler können Tabelle 7 entnommen werden.

Nr.	4	9	10	38
Max. Schnelllaufzahl	8	8	8	7.1
Min. Pitchwinkel in °	0	0	2	0
Max. Blattspitzenumfangsgeschwindigkeit in m/s	68	66	68	68

Tabelle 7: entscheidende Spezifikationen der Regler der Untersuchung globaler Parameter.

Durch die Verringerung des Schubbeiwerts wird die Schubkraft insgesamt verringert. Da die Schubkraft des Windes Verursacher der meisten Lasten ist, wird angenommen, dass die Belastungen insgesamt sinken.

Ein ähnlicher Effekt kann ebenfalls durch die Verringerung der maximalen Schnelllaufzahl erreicht werden. Mit sinkender Schnelllaufzahl sinkt ebenfalls der Schubbeiwert. Unter Beibehaltung eines vorher bestimmten minimalen Pitchwinkels darf die maximale Schnelllaufzahl jedoch nicht beliebig klein werden. Um zu gewährleisten, dass ein sanfter Übergang ohne sprunghaftes Verhalten zwischen Teillast- und Volllastbetrieb herrscht, darf der Leistungsbeiwert mit größer werdendem Pitchwinkel nicht steigen. Diese Einschränkung gilt ebenfalls für die maximale Umfangsgeschwindigkeit.

Um die beiden Effekte miteinander vergleichen zu können, wird eine Schnelllaufzahl gewählt, welche einen annähernd gleich großen Leistungsbeiwert besitzt wie der Regler mit erhöhtem Pitchwinkel. Über den Effekt der verringerten Lastgröße hinaus erwirkt die Verringerung der Schnelllaufzahl zusätzlich eine verringerte Anzahl an Schwingspielen, da die Drehzahl des Rotors geringer ausfällt.

Die Veränderungen des Pitchwinkels und der Schnellaufzahl wirken hauptsächlich auf den Teillastbereich. Der Volllastbereich wird ausschließlich durch die Wahl der maximalen Blattspitzengeschwindigkeit beeinflusst. Sie beeinflusst die Schnellaufzahl, bei welcher die WEA in die Volllastproduktion einsteigt.

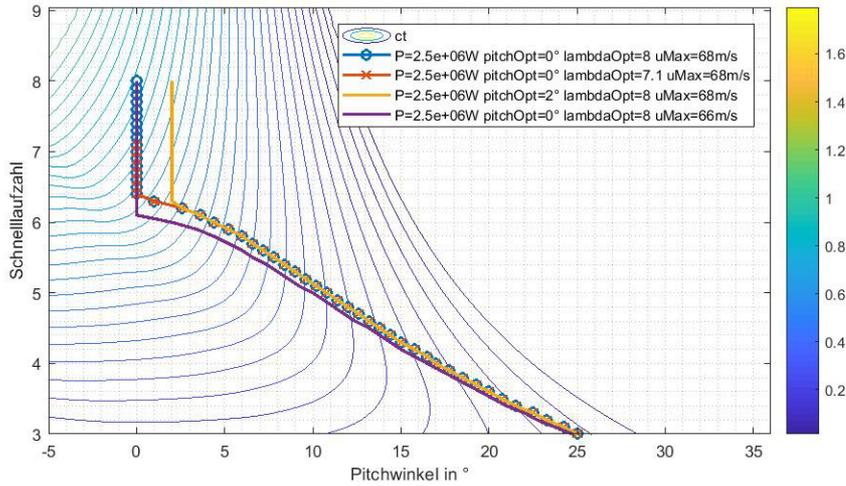


Abbildung 44: Darstellung der stationären Betriebspunkte unterschiedlicher Regler im Schubbeiwertkennfeld.

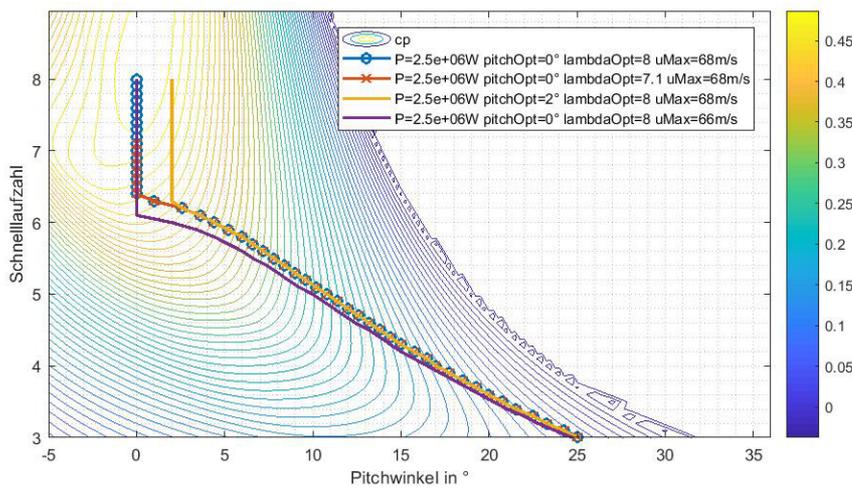


Abbildung 45: Darstellung der stationären Betriebspunkte unterschiedlicher Regler im Leistungsbeiwertkennfeld.

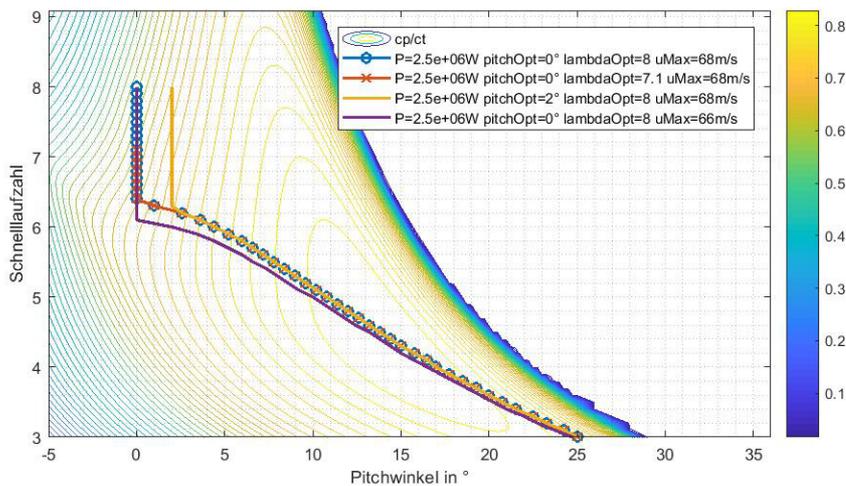


Abbildung 46: Darstellung der stationären Betriebspunkte unterschiedlicher Regler im Verhältniskennfeld aus Leistungsbeiwert zu Schubbeiwert.

Es ist anzunehmen, dass die dargestellten Änderungen wenig Einfluss auf die Pitchaktivität haben, die möglicherweise reduzierten Lasten jedoch auf Kosten des Energieertrags gewonnen werden. Abbildung 1 stellt den stationären Schub und die stationäre Leistung abhängig von der Windgeschwindigkeit dar und verdeutlicht so die unterschiedlichen Resultate der Regler. Die Schubkräfte können besonders durch die Veränderung des Pitchwinkels über den gesamten Teillastbereich vermindert werden. Einbußen der windgeschwindigkeitsabhängigen Leistung fallen hingegen gering aus und können mit dem Auge fast nicht ausgemacht werden.

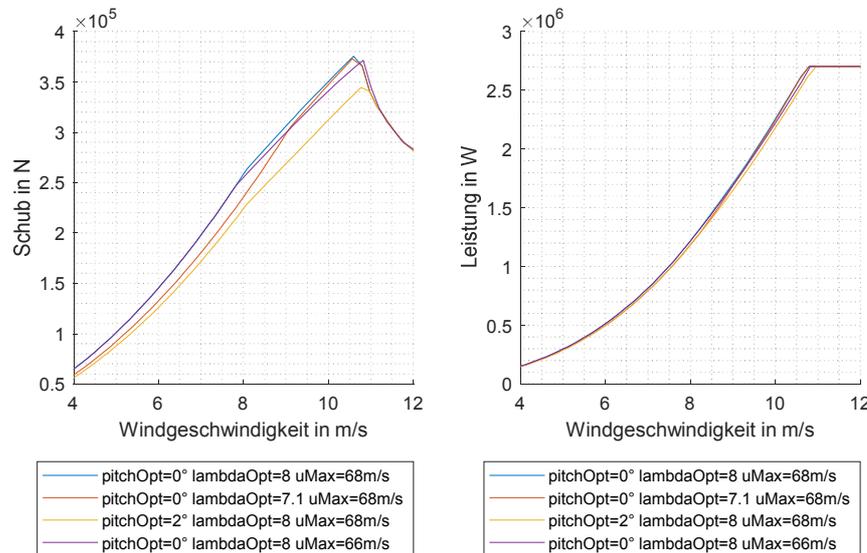


Abbildung 47: Darstellung des Schubs und der Leistung stationärer Arbeitspunkte abhängig von der Windgeschwindigkeit.

Die beschriebenen Regler werden den Simulationen unterzogen. Die Ergebnisse sind in Abbildung 48 dargestellt. Die Pitchaktivität ist aufgrund des deutlich größeren Wertebereichs nicht dargestellt. Regler 38 erzeugt eine Differenz von +104,9 %. Regler 10 erzeugt -16,75 % und Regler 9 erzeugt +11,89 % Pitchaktivität gegenüber Regler 4. Die deutlich höhere Pitchaktivität des Reglers 38 ist nicht zu erwarten gewesen. Die zugrunde liegenden Zeitreihen sind genauer untersucht. Die Begründung für die höhere Pitchaktivität liegt in vermehrten kleinen Pitchaktivitäten um den Wechsel von Region 2.5 zu Region 3.

Hiervon abgesehen fallen die Ergebnisse wie erwartet aus. Grob beschrieben werden DEL-Lasten auf Kosten des Energieertrags verringert.

Die Anhebung des minimalen Pitchwinkels (Regler 10) erzeugt hauptsächlich verringerte DELs des Schubs auf das Hauptlager und die dadurch hervorgerufenen Biegemomente des Turmfußes um die y-Achse (in Windrichtung vor-zurück).

Die Reduzierung der Umfangsgeschwindigkeit durch Herabsetzen der maximalen Schnelllaufzahl im Teillastbetrieb und durch Herabsetzen der maximalen Blattspitzenumfangsgeschwindigkeit im Volllastbereich verringert vornehmlich DELs der radialen Lagerkräfte und Biegemomente der Welle, sowie das Torsionsmoment des Turmfußes. Zudem verringert die verminderte maximale Umfangsgeschwindigkeit (Regler 9) die DEL des Blattschlagmoments. Da diese beiden Verringerungen bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten zum Tragen kommen, ist davon auszugehen, dass ihre Effekte unabhängig voneinander sind.

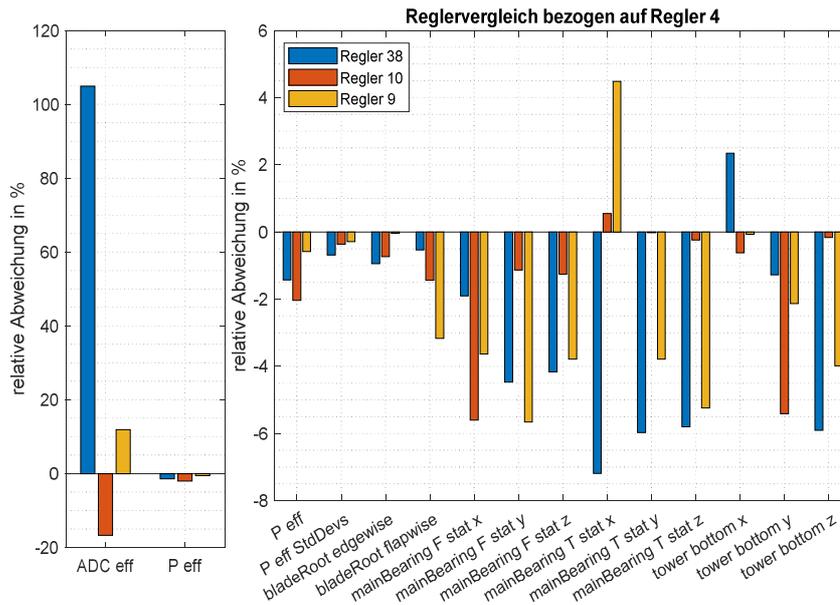


Abbildung 48: Darstellung der Simulationsergebnisse der Untersuchung globaler Parameter im Vergleich zur CPC-Standardregelung 4.

Abschließend soll der Frage nachgegangen werden, ob die Auswirkungen der Änderungen der globalen Parameter von den Auswirkungen anderer Parameteränderungen unabhängig sind.

Da die Auslegung des CPC bereits auf globalen Parametern, wie dem minimalen Pitchwinkel und der maximalen Schnelllaufzahl beruht und Kennwerte des zu erzielenden Regelkreises vorgegeben werden, kann davon ausgegangen werden, dass die Effekte beider Auslegungen unabhängig voneinander wirken.

Der IPC ist in seiner Auslegung nicht direkt auf die globalen Parameter abgestimmt, weshalb deren Zusammenwirken folgend anhand eines Beispiels untersucht wird. Die in Tabelle 8 spezifizierten Regler besitzen alle dieselbe CPC-Auslegung. Lediglich die dargestellten Parameter unterscheiden sich.

Nr.	9	11	12
Max. Schnelllaufzahl	8	8	8
Min. Pitchwinkel in °	0	0	0
Max. Blattspitzenumfangsgeschwindigkeit in m/s	66	66	68
IPC- K_I	-	$1,1 \cdot 10^{-7}$	$1,1 \cdot 10^{-7}$
ω_{Eck} in rad/s	-	3,5	3,5
S_{max} in °	-	6,06	5,89

Tabelle 8: entscheidende Spezifikationen der Regler der Untersuchung zum Addieren einzelner Effekte.

Die definierten Regler stellen einen Regler mit verminderter Drehgeschwindigkeit, einen mit IPC und einen mit beiden genannten Kriterien dar. Der Unterschied der maximalen

Spannweiten stammt aus den unterschiedlichen Drehzahlen. S_{max} ist ausgelegt nach einer maximalen Spannweite von 10° und einer maximalen Pitchgeschwindigkeit von 4 %/s. Da die maximale Pitchgeschwindigkeit eine schärfere Grenze zieht, wird diese angewandt und es entstehen unterschiedliche Grenzen.

Die Ergebnisse der Simulationen mit den gezeigten Reglern sind in Abbildung 1 dargestellt. Hier ist ersichtlich, dass sich die Effekte der meisten Kenngrößen nahezu aufaddieren. Deutliche Ausnahmen sind hierbei die Turmfußbiegemomente. Das seitlich wirkende Rollmoment des Turmfußes um die x-Achse zeigt eine höhere Abhängigkeit vom IPC auf, während das Neigemoment des Turmfußes um die y-Achse ist deutlich abhängiger von der Umdrehungsgeschwindigkeit ist.

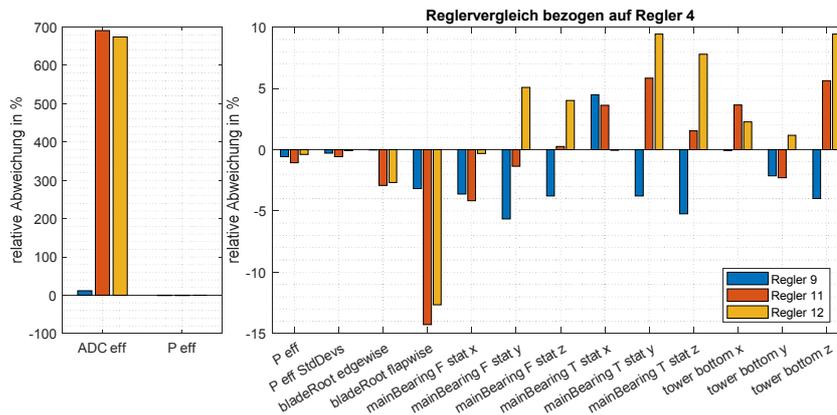


Abbildung 49: Vergleich der Simulationsergebnisse von Reglern mit verringerter Umfangsgeschwindigkeit, IPC und verringerter Umfangsgeschwindigkeit mit IPC.

Obwohl nicht gezeigt werden konnte, dass sich alle Effekte einzelner Reglerbestandteile genau linear aufaddieren, wird dennoch deutlich, dass die Ergebnisse eines gemischten Reglers zum Großteil ebenfalls eine Mischung der Einzelergebnisse zurückzuführen sind.

5.4 Vergleich

Die vorigen Kapitel geben Einblicke in die Auswirkungen von Parameteränderungen. Eine Gewichtung der Kenngrößen wurde dabei nicht angestellt, weshalb kein „bester“ Regler bestimmt werden kann. Es wurden Zusammenhänge, Abhängigkeiten und Tendenzen bestimmt.

Die sekundären Regelziele, die maximale Energie zu gewinnen, möglichst geringe Lasten zu erfahren und eine geringe Pitchaktivität zu erzielen, werden durch die dargestellten Regler unterschiedlich gut erreicht. Hierbei werden unterschiedlich starke Kompromisse eingegangen.

Das folgende Kapitel vergleicht den Nutzen und den Aufwand der vorher gezeigten Parameteränderungen.

Der obere Teil von Tabelle 9 stellt die relativen Differenzen der Simulationsergebnisse der einzelnen Regler im Vergleich zum Standard-CPC-Regler 4 dar. Die Ergebnisse sind auf ganze Prozentwerte gerundet. Gute Veränderungen, wie die Verminderung von Lasten, sind grün hervorgehoben, schlechte sind rot markiert. Zusätzlich ist zur leichteren Einordnung der Regler angegeben, welcher Untersuchung sie angehören. Eine Tabelle der genauen Auslegung der einzelnen Parameter aller relevanten Regler kann den Anlagen entnommen werden.

Der untere Teil der Tabelle stellt die Ergebnisse als pitchaktivitätssteigerungsspezifische Daten dar. Erlangt werden sie, indem die relativen Differenzen mit der relativen Differenz der Pitchaktivität normiert werden. Mit $Data$ als Simulationsergebnis.

$$Data_{spez} = \frac{\frac{Data_{Regler}}{Data_{ref-Regler}} - 1}{\frac{ADC_{Regler}}{ADC_{ref-Regler}} - 1} \quad [5.1]$$

Da diese Berechnung nur ein Verhältnis angibt, wie stark die relative Differenz mit der relativen Differenz der Pitchaktivität einher- oder entgegen geht, ist eine direkte Einteilung in positive und negative Auswirkungen nicht möglich. Um große Verhältnisse dennoch hervorzuheben, werden diese grau hinterlegt.

Auf eine weitere Tabelle mit spezifischen Daten anhand der mittleren Leistung wird verzichtet. Die Auswirkungen der untersuchten Regler auf die mittlere Leistung und deren Standardabweichung sind gering. Die maximale Abweichung der relativen Differenzen zu Regler 4 beider Kennwerte aller Regler beträgt maximal zwei Prozentpunkte.

Werden die Ergebnisse der einzelnen Untersuchungen nun zusammengefasst betrachtet und verglichen, so werden die folgenden Schlüsse klar.

1. Ein CPC-Regler nach der beschriebenen Auslegungsform und anschließender Analyse mittels linearer Systeme ist eine Grundvoraussetzung. Nach der Identifikation guter Auslegungsparameter mittels der linearen Systeme, erzeugen kleine Variationen jedoch nur sehr geringe Änderungen. Die Haupteinflüsse des CPC liegen in der Schubkraft des Hauptlagers, des Nickmoments des Turmfußes, der Pitchaktivität und der Standardabweichung der Leistung.
2. Die Größe der Übergangsregion 2.5 beeinflusst alle Kennwerte nur im geringsten Maße. Die Pitchaktivitätskosten sind jedoch ebenfalls sehr gering, weshalb es erstrebenswert ist, eine gute Einstellung zu finden.
3. Die für den CPC verwendeten Filter funktionieren. Die Pitchaktivität wird durch sie verringert. Die Lasten steigen durch sie jedoch leicht. Hiervon sind insbesondere die Turmfußbiegemomente betroffen. Die untere Tabelle zeigt mittleren zusätzlichen PITCHaufwand für die Reduktion der Lasten.

4. Der IPC bietet die Möglichkeit die Blattfußschlagmomente um einen großen Anteil zu reduzieren und keine negativen Einflüsse auf andere Kennwerte zu erzeugen (Regler 14). Dies wird jedoch mit einem sehr großen Mehraufwand der Pitchaktivität erreicht. Das in der unteren Tabelle dargestellte Kosten-Nutzen-Verhältnis ist darum gering bis mittel.
5. Der Effekt des IPC lässt sich durch die Begrenzung der Spannweite regulieren. Das Kosten-Nutzen-Verhältnis steigt hierbei gering, was anhand der spezifischen Ergebnisse von Regler-39-40-41, sowie 12-16-18 und 15-17-19 abgelesen werden kann. Sie alle kommen nicht über ein Verhältnis von 2% hinaus.
6. Eine nennenswerte Verbesserung des Kosten-Nutzen-Verhältnisses des IPC wird nur durch die Deaktivierung des IPC im Teillastbetrieb in Region 1.5, 2 und 2.5 erreicht. Die maximal mögliche Lastreduktion wird hierdurch jedoch ebenfalls deutlich begrenzt (Vergleich Regler 39-42, 12-20 und 15-21).
7. Eine Variation der globalen Parameter ist nur in einem engen Wertebereich möglich. Es lassen sich jedoch mittlere Reduktionen der Lasten erreichen, ohne außerordentlichen Mehraufwand des Pitchaktuators. Insbesondere die Verminderung der maximalen Umfangsgeschwindigkeit (Regler 9) besitzt ein sehr gutes Kosten-Nutzen-Verhältnis.

Tabelle 9: Darstellung aller relativen Differenzen mit Bezug auf Regler 4 links. Rechts sind die pitchaktivitätsspezifischen relativen Differenzen dargestellt.

relative Differenzen Regler	CPC ohne Filter			CPC mit Filter				globale Parameter				IPC Geschwindigkeit					IPC begrenzt			IPC stark begrenzt			IPC Modus 1		
	1	2	sR25 3	5	6	7	8	9	10	11	38	39	12	13	14	15	40	16	17	41	18	19	42	20	21
mainBearing_F_stat_x	0%	-2%	0%	-1%	2%	-1%	1%	-4%	-6%	-4%	-2%	-2%	0%	-1%	-1%	0%	-2%	0%	0%	-2%	0%	0%	-2%	0%	0%
mainBearing_F_stat_y	-1%	0%	-1%	0%	0%	1%	0%	-6%	-1%	-1%	-4%	10%	5%	2%	0%	0%	7%	4%	0%	1%	2%	0%	7%	4%	0%
mainBearing_F_stat_z	-1%	0%	-1%	0%	0%	0%	0%	-4%	-1%	0%	-4%	8%	4%	2%	0%	0%	6%	3%	0%	2%	2%	0%	4%	3%	0%
mainBearing_T_stat_x	-1%	-1%	-1%	0%	0%	1%	0%	4%	1%	4%	-7%	-1%	0%	0%	0%	0%	-1%	0%	0%	-1%	0%	0%	-1%	0%	0%
mainBearing_T_stat_y	0%	0%	-1%	0%	0%	0%	0%	-4%	0%	6%	-6%	25%	9%	4%	-1%	0%	18%	7%	0%	7%	4%	-1%	13%	5%	0%
mainBearing_T_stat_z	0%	0%	-1%	0%	0%	0%	0%	-5%	0%	2%	-6%	20%	8%	3%	-1%	0%	15%	6%	0%	5%	3%	-1%	11%	5%	1%
tower_bottom_x	-5%	-3%	-1%	0%	0%	0%	-1%	0%	-1%	4%	2%	2%	2%	5%	1%	1%	1%	2%	1%	0%	1%	0%	0%	2%	1%
tower_bottom_y	-2%	-4%	0%	1%	0%	-2%	3%	-2%	-5%	-2%	-1%	1%	1%	0%	-1%	0%	1%	1%	0%	-1%	1%	0%	1%	2%	1%
tower_bottom_z	0%	0%	-1%	0%	0%	0%	0%	-4%	0%	6%	-6%	24%	9%	4%	-1%	0%	18%	7%	0%	7%	4%	0%	12%	5%	0%
bladeRoot_edgewise	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-1%	-3%	-1%	-3%	-3%	-3%	-2%	-2%	-3%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%	0%	0%	0%
bladeRoot_flapwise	-1%	-1%	-1%	-1%	1%	0%	-1%	-3%	-1%	-14%	-1%	-9%	-13%	-14%	-13%	-7%	-11%	-12%	-8%	-9%	-8%	-7%	-5%	-7%	-6%
P_eff	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-1%	-2%	-1%	-1%	-1%	0%	0%	0%	0%	-1%	0%	0%	-1%	0%	0%	0%	0%	0%
P_eff_StdDevs	-1%	0%	0%	0%	0%	2%	-1%	0%	0%	-1%	-1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
ADC_eff	45%	49%	-6%	8%	-5%	-15%	17%	12%	-17%	691%	105%	900%	674%	648%	605%	532%	813%	602%	486%	579%	400%	323%	339%	179%	134%

spez. rel. Diff. regler	CPC ohne Filter			CPC mit Filter				globale Parameter				IPC Geschwindigkeit					IPC begrenzt			IPC stark begrenzt			IPC Modus 1		
	1	2	sR25 3	5	6	7	8	9	10	11	38	39	12	13	14	15	40	16	17	41	18	19	42	20	21
mainBearing_F_stat_x	0%	-3%	3%	-7%	-32%	8%	7%	-31%	33%	-1%	-2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
mainBearing_F_stat_y	-1%	-1%	16%	0%	-2%	-4%	-1%	-48%	7%	0%	-4%	1%	1%	0%	0%	0%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	2%	2%	0%
mainBearing_F_stat_z	-1%	-1%	18%	-1%	-2%	-2%	-1%	-32%	8%	0%	-4%	1%	1%	0%	0%	0%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	1%	1%	0%
mainBearing_T_stat_x	-3%	-2%	22%	-4%	-5%	-6%	-2%	38%	-3%	1%	-7%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
mainBearing_T_stat_y	1%	0%	20%	0%	-1%	-1%	1%	-32%	0%	1%	-6%	3%	1%	1%	0%	0%	2%	1%	0%	1%	1%	0%	4%	3%	0%
mainBearing_T_stat_z	0%	0%	23%	1%	0%	-1%	-1%	-44%	1%	0%	-6%	2%	1%	0%	0%	0%	2%	1%	0%	1%	1%	0%	3%	3%	0%
tower_bottom_x	-10%	-6%	16%	-1%	-5%	-1%	-6%	-1%	4%	1%	2%	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
tower_bottom_y	-4%	-8%	5%	14%	-3%	14%	20%	-18%	32%	0%	-1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%
tower_bottom_z	1%	0%	21%	0%	-1%	-1%	1%	-33%	1%	1%	-6%	3%	1%	1%	0%	0%	2%	1%	0%	1%	1%	0%	4%	3%	0%
bladeRoot_edgewise	0%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	0%	4%	0%	-1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-1%	0%	0%	0%
bladeRoot_flapwise	-2%	-2%	10%	-14%	-24%	1%	-5%	-27%	9%	-2%	-1%	-1%	-2%	-2%	-1%	-1%	-1%	-2%	-2%	-1%	-2%	-2%	-1%	-4%	-4%
P_eff	0%	0%	3%	0%	0%	0%	0%	-5%	12%	0%	-1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
P_eff_StdDevs	-2%	-1%	0%	-4%	-8%	-11%	-5%	-2%	2%	0%	-1%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

6 Zusammenfassung und Ausblick

Das Ziel der Arbeit, eine Regelarchitektur darzustellen und auszulegen ist anhand der fiktiven IWES 2,5 MW Onshore Anlage erfüllt. Ebenso ist das dargestellte Vorgehen auf andere drehzahlvariable Windenergieanlagen anwendbar. Außerdem ist der erzeugte Regler durch die Formatierung als *Bladed Style Dll* in andere Simulationssoftware und reale Regelsoftware einbindbar.

Die Arbeit stellt eine Regelarchitektur für Windenergieanlagen dar, welche in der Lage ist, normale Betriebszustände ohne Fehler einzelner Komponenten oder äußeren Extremwertereignissen Händeln zu können.

Das Modell der WEA wird anfangs untersucht, um die nötigen Daten für spätere Auslegungen zu erlangen. Das starre stationäre Rotorsystem wird gesondert untersucht, um Rotorkennfelder zu erlangen. Diese sind benötigt, um stationäre Betriebspunkte der WEA zu bestimmen.

Im Zuge der Bestimmung stationärer Betriebspunkte, werden unterschiedliche Produktionsregionen bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten bestimmt. Diese sind durch unterschiedliche Rotorgeschwindigkeiten voneinander getrennt.

Für die unterschiedlichen Produktionsregionen werden unterschiedliche Regelgesetze des Generatormoments und des kollektiven Pitchwinkels bestimmt. Allgemein gilt hierbei, dass die Regelungen durch Veränderung des Pitchwinkels und durch Veränderung des Generatormoments nicht gleichzeitig wirken. Die Regelung über das Generatormoment wird unterhalb der Nennwindgeschwindigkeit eingesetzt, bei der nicht die maximale Nennleistung erzeugt wird. Das Generatormoment wird anhand der Generatordrehzahl eingestellt. In einer Tabelle ist hinterlegt, bei welcher Drehzahl welches Moment eingestellt wird. Die Tabelle ist anhand des Leistungskennfeld des Rotors mit dem Ziel ausgelegt, drehzahlabhängige Schnelllaufzahlen einzuregeln.

Die Regelung des kollektiven Pitchwinkels erfolgt oberhalb der Nennwindgeschwindigkeit bei Nennleistung. Wichtig für die Auslegung des CPC ist das Wissen über die pitchwinkeländerungsabhängige Leistungssensitivität unterschiedlicher Arbeitspunkte. Diese Leistungssensitivität wird ebenfalls aus den stationären Betriebspunkten und dem Leistungskennfeld des Rotors bestimmt.

Mit diesem Regler wird die zu regelnde WEA in Simulationen in definierte Betriebspunkte überführt und dort linearisiert. Die linearisierten Systeme werden benötigt um weiterführende Regler auszulegen und Regelkreise zu analysieren.

Da der später ausgelegte Regler des IPC transformierte Größen der Anlage nutzt, werden rotierende Zustände der linearen Systeme mit der Colmantransformation transformiert. Hierfür werden die Systeme zuvor strukturell angepasst um dem nötigen Aufbau für die Transformation zu entsprechen.

Zur Reduzierung der schädigenden Lasten der Rotorblätter wird ein IPC auf Basis der Blattwurzel Schlagmomente eingeführt.

Für die Auslegung des IPC werden die transformierten linearen Systeme auf ihre Kopplung untersucht. Es wird die Kopplung mittels einer RGA-Analyse möglichst gut aufgelöst. Die Kopplung fällt anschließend gering aus, weshalb dezentrale I-Regler als Regler des IPC eingesetzt werden.

Um die durch den IPC hervorgerufene Pitchaktivität begrenzen zu können, wird eine maximale IPC-Spannweite eingeführt. Diese begrenzt die maximale Differenz des Pitchwinkels einer Rotorumdrehung, hervorgerufen durch den IPC.

Abschließend werden anhand der dargestellten Regelarchitektur unterschiedliche Regler ausgelegt und die Resultate verglichen.

Die Auslegung erfolgt dabei nach analytischer Vorauswahl, um nur Regler weitergehend zu untersuchen, welche erfolversprechende Ergebnisse liefern.

Es werden Änderungen der Betriebspunkte, sowie unterschiedliche Auslegungen des CPC und IPC untersucht.

Ergebnis dieser Analyse ist, dass der CPC ein Plateau der Auslegung besitzt, in dem gute Ergebnisse erzielt werden. Über die Stärke der Generatorgeschwindigkeitsfilter können Pitchaktivität und erfahrene Lasten gegensätzlich im mittleren Maß beeinflusst werden.

Die Regelgeschwindigkeit des IPC hat deutlichen Einfluss auf die Reduktion der Lasten der Blätter, der gegenläufige Einfluss auf die Pitchaktivität ist sehr groß. Mit ansteigender IPC-Regelgeschwindigkeit wird bereits früh ein Anstieg der Lasten anderer Bauteile verzeichnet. Hohe Reglerverstärkungen des IPC sollten darum vermieden werden.

Eine Begrenzung der IPC-Spannweite skaliert die Einflüsse des IPC.

Der IPC besitzt folglich die Möglichkeit große Änderungen der Lasten zu erzielen. Dies geht mit äußerst großen Änderungen der Pitchaktivität einher.

Änderungen der Betriebspunkte bieten die Möglichkeit deutliche Lastreduktionen bei geringen Verlusten der mittleren Leistung und moderaten Pitchaufwand zu erzielen.

Schlussendlich kann die Untersuchung unterschiedlicher Auslegungen so zusammengefasst werden, dass kleine Optimierungen der Regler in Hinsicht auf geringere Lasten mittels geringen Aufwands durch Pitchaktivität und Leistungseinbuße erreicht werden können. Mit größer werdender Reduktionen einzelner Lasten, steigt jedoch der Aufwand hierfür deutlich stärker an.

Die Unabhängigkeit der Ergebnisse der einzelnen Untersuchungen voneinander ist nicht vollständig untermauert worden.

Diese Arbeit liefert einen Anlagenregler, welcher die wichtigen Basisfunktionen und einige Zusätze zur Regelung einer Windenergieanlage besitzt. Dennoch ist der Regler nicht am Ende möglicher Entwicklungen und Optimierungen angekommen. Folgend wird ein Ausblick auf weitere mögliche Untersuchungen des Reglers gegeben und anschließend auf mögliche Zusätze der Regelarchitektur eingegangen.

Aufgrund der geringen Kopplung der unterschiedlichen Regelkreise kann zunächst angenommen werden, dass die in Kapitel 5 dargestellten Ergebnisse, beispielhaft des Einflusses des IPC, auch auf andere Regler mit IPC und unterschiedlichem CPC übertragen werden können. Diese Annahme ist bisher nicht mit umfänglichen Simulationsdaten gestützt. Eine weitere Analyse dessen bietet sich an.

Eine weitere Analyse könnte einer veränderten Nutzung des IPC gewidmet werden. Es würde eine Führungswertverschiebung eingestellt werden, sodass der Rotor ein Moment in die Welle einbringt, welches dem Moment aus der Gewichtskraft des Rotors entgegen wirkt. So würden die schadensäquivalenten Lasten der Welle sinken. Die Lasten der Blätter würden hingegen steigen. Hierbei müsste darauf geachtet werden, dass die Leistung der Anlage bei geringer Windgeschwindigkeit nicht zu stark sinkt. Das Moment der Gewichtskraft ist konstant. Das Moment aus der Aerodynamik sinkt jedoch mit sinkender Windgeschwindigkeit, weshalb geringe Windgeschwindigkeiten größere Pitchwinkeldifferenzen über den Umlauf benötigen. Hierdurch kann die gewonnene Leistung stark reduziert werden.

Um die gezeigten Einflüsse gegeneinander genau abwägen zu können, fehlen bisher jedoch Gewichtungsfaktoren der einzelnen Kennwerte. Schädigungsäquivalente Lasten der Bauteile homogenen Materials besitzen fundierte Theorien und die Ergebnisse können in Auslegungen der Bauteile einfließen, sodass Reduzierungen und Steigerungen gut bewertet werden können. Dies ändert sich jedoch bereits bei der Anwendung der Schädigungsrechnung auf Faserverbundbauteile. Zusätzlich sind die Auswirkungen der Pitchaktivität schwer zu beurteilen. Einflüsse auf den Antrieb sind bestimmbar. Schwierig ist hingegen der Einfluss auf die Pitchlager. Da sie Momentenlager sind und wenig Relativbewegung erfahren, ist der Ausfall eines solchen Lagers häufig auf Schädigung denn Ermüdung zurück zu führen. Durch andauernden Kontakt ohne Relativbewegung, wird der Schmierfilm zwischen Bauteilen

des Lagers herausgedrückt. Hierdurch entsteht Verschleiß. Eine höhere Pitchaktivität kann dazu führen, dass der Verschleiß erhöht wird, da mehr kleine Bewegungen ohne ausreichenden Schmierfilm erfolgen, oder dass der Verschleiß vermindert wird, da durch die Pitchaktivität mehr Relativbewegung entsteht, welche dem Ausdrücken des Schmierfilms entgegen wirkt. Diese Fragestellung ist nicht geklärt und hängt ebenfalls von der Ausgestaltung des IPC ab.

Die Regelarchitektur kann ebenfalls weiter verbessert werden.

Wichtig hierbei ist die Einführung einer echten Regelung der Schnelllaufzahl mittels des Generatormoments für die Teillastregionen. Die aktuelle Lösung stellt eine Mischung aus Regelung und Steuerung dar, da die eigentliche Führungsgröße nicht bekannt ist und stattdessen die Generatorgeschwindigkeit als Ersatz genommen wird. Anhand der zurückgeleiteten Generatorgeschwindigkeit wird mittels des Leistungskennfelds des Rotors ein Generatormoment bestimmt. Dies entspricht dem Charakter einer Steuerung, da bei Fehlern zwischen Rotorkennfeld und echtem Verhalten der WEA die gewünschten Schnelllaufzahlen nicht mehr eingeregelt werden.

Besser wäre eine Lösung, welche eine Messung der Windgeschwindigkeit beinhaltet oder die Windgeschwindigkeit durch Beobachter im Regler berechnen. Mit diesen Daten könnte die aktuelle Schnelllaufzahl bestimmt und geregelt werden, was zumindest auf die Leistung der WEA positiven Einfluss hätte. Bereits veröffentlichte Arbeiten zur Bestimmung von effektiv wirkenden Windgeschwindigkeiten können den Arbeiten von (Østergaard et al. 2007; Wortmann et al. 2016; Meng et al. 2016) entnommen werden.

Sollen Anlagen mit deutlich stärkeren Kopplungen innerhalb des IPC-Regelkreises geregelt werden, so ist eine dezentrale Regelung mittels I-Reglern nicht einsetzbar. Hierfür bietet sich der Einsatz von H_∞ -Reglern an. Anregungen zu ihrer Auslegung kann unter anderen in (Lu et al. 2015) gefunden werden. Eine theoretische Beschreibung des Problems und der Bestimmung von H_∞ -Reglern ist in (Ludyk 1995) beschrieben.

Die implementierten Abschaltvorgänge des Betriebsführungsreglers sind sehr rudimentär über eine einfache Pitchgeschwindigkeit implementiert. Gerade das Abschalten bei hohen Windgeschwindigkeiten bietet weiteres Optimierungspotenzial, da zu schnelles Rauspitchen der Blätter aus dem Wind dazu führen kann, dass Druck- und Saugseite der Blätter sich umkehren und damit eine sehr große Schwingung in die Anlage induzieren. Durch zu langsames Rauspitchen kann hingegen eine zu hohe Drehgeschwindigkeit bei Windgeschwindigkeitssprüngen oberhalb der Abschaltwindgeschwindigkeit auftreten.

7 Anlagen

7.1 Reglerübersicht

Untersuchung	Anmerkung	Nr	CPC		Filter		IPC					Betriebspunkte			
			ω_0 rad/s	ζ -	F3P -	F6P -	ω_{Eck} rad/s	K_I -	S_{max} °	A'_{max} %/s	Modus -	s_{R25} -	θ_{min} °	u_{max} m/s	λ -
CPC ohne Filter	geringste Ausregeldauer	1	1	0.6	0	0	-	-	-	-	-	0.95	0	68	8
	Vergleich zum Standard-CPC-Regler	2	0.8	0.8	0	0	-	-	-	-	-	0.95	0	68	8
CPC mit großem sR25	Vergleich zum Standard-CPC-Regler	3	0.8	0.8	1	1	-	-	-	-	-	0.95	0	68	8
CPC mit Filter	Standard-CPC-Regler	4	0.8	0.8	1	1	-	-	-	-	-	0.95	0	68	8
	hohe CPC-Dämpfung	5	0.8	1	1	1	-	-	-	-	-	0.95	0	68	8
	niedrige CPC-Dämpfung	6	0.8	0.6	1	1	-	-	-	-	-	0.95	0	68	8
	niedrige CPC-Kreisgeschwindigkeit	7	0.6	0.8	1	1	-	-	-	-	-	0.95	0	68	8
	hohe CPC-Kreisgeschwindigkeit	8	1	0.8	1	1	-	-	-	-	-	0.95	0	68	8
Untersuchung globaler Parameter	niedrige Maximalgeschwindigkeit	9	0.8	0.8	1	1	-	-	-	-	-	0.95	0	66	8
	größerer minimale Pitchwinkel	10	0.8	0.8	1	1	-	-	-	-	-	0.95	2	68	8
	niedrige Maximalgeschwindigkeit mit IPC	11	0.8	0.8	1	1	3.5	1.1E-07	10	4	2	0.95	0	66	8
	niedrige maximale Schnelllaufzahl	38	0.8	0.8	1	1	-	-	-	-	-	0.95	0	68	7.1

Untersuchung	Anmerkung	Nr	ω_0 rad/s	ζ -	F3P -	F6P -	ω_{Eck} rad/s	K_I -	S_{max} °	A'_{max} °/s	Modus -	s_{R25} -	θ_{min} °	u_{max} m/s	λ -
IPC Geschwindigkeitsuntersuchung - annähernd unbegrenzt	schnellster IPC	39	0.8	0.8	1	1	4	2.0E-07	10	4	2	0.95	0	68	8
		12	0.8	0.8	1	1	3.5	1.1E-07	10	4	2	0.95	0	68	8
		13	0.8	0.8	1	1	2	1.0E-07	10	4	2	0.95	0	68	8
		14	0.8	0.8	1	1	1	3.0E-08	10	4	2	0.95	0	68	8
	langsamster IPC	15	0.8	0.8	1	1	0.5	8.0E-09	10	4	2	0.95	0	68	8
IPC begrenzt	schnellster IPC	40	0.8	0.8	1	1	4	2.0E-07	4	4	2	0.95	0	68	8
		16	0.8	0.8	1	1	3.5	1.1E-07	4	4	2	0.95	0	68	8
	langsamster IPC	17	0.8	0.8	1	1	0.5	8.0E-09	4	4	2	0.95	0	68	8
IPC stark begrenzt	schnellster IPC	41	0.8	0.8	1	1	4	2.0E-07	2	4	2	0.95	0	68	8
		18	0.8	0.8	1	1	3.5	1.1E-07	2	4	2	0.95	0	68	8
	langsamster IPC	19	0.8	0.8	1	1	0.5	8.0E-09	2	4	2	0.95	0	68	8
IPC annähernd unbegrenzt – Ausschließlich in Region 3	schnellster IPC	42	0.8	0.8	1	1	4	2.0E-07	10	4	1	0.95	0	68	8
		20	0.8	0.8	1	1	3.5	1.1E-07	10	4	1	0.95	0	68	8
	langsamster IPC	21	0.8	0.8	1	1	0.5	8.0E-09	10	4	1	0.95	0	68	8

7.2 *mLife* Inputfile

```

----- MLife version 1.0 Input File -----
Test #01 Baseline test
----- Job Options -----
false      EchoInp      Echo input to <rootname>.echo as this file is being read.
true       StrNames     Use channel names following a "$" instead of numbers
when specifying channels in this input file.
false      OutData     Output modified data array after scaling and calculated
channels. (currently unavailable)
"%E"      RealFmt      Format for outputting floating-point values.
"IWES_2_5MW_Ermuedungslasten" RootName      Root name for output files.
----- Input-Data Layout -----
0          TitleLine    The row with the file title on it (zero if no title is
available).
1          NamesLine    The row with the channel names on it (zero if no names
are available or are specified below).
2          UnitsLine    The row with the channel units on it (zero if no units
are available or are specified below).
3          FirstDataLine The first row of data.
0          NumChans     The number of channels in each input file.
ChanTitle  ChanUnits    Scale Offset  PSF_Type  NumCols rows of data follow. Title and
units strings must be 10 characters or less.
----- Calculated Channels -----
0          NumCChan     The number calculated channels to generate.
1234567890 Seed        The integer seed for the random number generator
(-2,147,483,648 to 2,147,483,647).
Col_Title  Units      Equation    Put each field in quotes. Titles and units are limited
to 10 characters. NumCChan rows of data follow.
----- Load Roses -----
0          nLoadRoses   The number of load roses to generate.
Rose Name  Units      Channel1    Channel2    nSectors
----- Time and Wind Speed -----
1          TimeChan     The channel containing time.
2          WSChan      The primary wind-speed channel (used for mean wind speed
and turbulence intensity, 0 for none).
----- Statistics and Extreme Events -----
true      DoStats      Generate statistics of all the channels.
false     WrStatsTxt    Write the stats to a text file?
false     WrStatsXLS   Write the stats to an Excel file?
0         NumSFChans  Number of channels that will have summary statistics
generated for them.
SFChans   List of channels that will have summary statistics
generated for them. Must number NumSFChans.
----- Fatigue -----
11        nFatigueChannels  The number of rainflow channels. Next six lines
ignored if zero.
0.0       FiltRatio     The fraction of the maximum range of each channel used
as a cut off range for the racetrack filter. Use zero for no filter.
630720000 DesignLife    Number of seconds in the design lifetime (20 years =
630720000 seconds).
1         Availability  Fraction of the design life the turbine is operating
when winds are between Vin and Vout.
false     BinCycles    Bin the rainflow cycles?
0.5       UCMult      Multiplier for binning unclosed cycles. (0 discards,
1 counts as a full cycle)
false     DoShortTerm    Compute simple (unweighted) damage-equivalent loads
and damage rates.
true      DoLife        Do lifetime-related calculations?
false     DoAggregate    Compute a DELs and a damage result based on an
aggregate of all the input files (does not use the wind speed distribution)
2.00     WeibullShape    Weibull shape factor. If WeibullShape=2, enter the
mean wind speed for WeibullScale.
7.5000   WeibullScale    Weibull scale factor. If WeibullShape<>2. Otherwise,
enter the mean wind speed.
3        WSin        Cut-in wind speed for the
turbine.
23       WSout       Cut-out wind speed for the
turbine.
25       WSmax      Maximum wind speed value for the wind-speed
bins.
2        WSMaXBinSize Maximum width of a wind-speed
bin.

```

```

false          WrShortTermTxt      Write short-term results to plain-text files?
false          WrShortTermXLS     Write short-term results to an Excel workbook?
true           WrLifeTxt          Write lifetime results to plain-text files?
false          WrLifeXLS          Write lifetime results to an Excel workbook?
0.0159         EquivalentFrequency The frequency of the damage equivalent load (Hz)
true           DEL_AsRange        true = report DELs as a range value, false = report
as a one-sided amplitude
2              DEL_Type           1 = fixed mean, 2 = zero mean, 3 = both
1              GoodmanFlag        0 = no Goodman correction, 1 = use Goodman correction,
2 = compute results with and without Goodman correction
Channel#       NSlopes            SNSlopeLst  BinFlag MaxBinWidth/Number  TypeLMF LUlt
BinWidth not used when BinCycles is false. nFatigueChannels rows of data follow. LUlt >> LMF
$mainBearing_F_stat_x$ 1 3 BN 128 0 1e8
$mainBearing_F_stat_y$ 1 3 BN 128 0 1e8
$mainBearing_F_stat_z$ 1 3 BN 128 0 1e8
$mainBearing_T_stat_x$ 1 3 BN 128 0 1e8
$mainBearing_T_stat_y$ 1 3 BN 128 0 1e8
$mainBearing_T_stat_z$ 1 3 BN 128 0 1e8
$tower_bottom_x$      1 3 BN 128 0 1e9
$tower_bottom_y$      1 3 BN 128 0 1e9
$tower_bottom_z$      1 3 BN 128 0 1e9
$bladeRoot_edgewise$  1 10 BN 128 0 1e8
$bladeRoot_flapwise$  1 10 BN 128 0 1e8
3                  nGroupsNumber of fatigue groups
Group              NChannels  ChannelList
"MainBearing_stat" 6          1 2 3 4 5 6
"tower"            3          7 8 9
"Blade"           2          10 11
----- Input Files -----
@DLC_list_Fatigue.txt

```

- Barlas, T. K.; van Kuik, G.A.M. (2010): Review of state of the art in smart rotor control research for wind turbines. In: *Progress in Aerospace Sciences* 46 (1), S. 1–27. DOI: 10.1016/j.paerosci.2009.08.002.
- Bossanyi, E. A. (2000): The Design of closed loop controllers for wind turbines. In: *Wind Energ.* 3 (3), S. 149–163. DOI: 10.1002/we.34.
- Bossanyi, E. A. (2003): Individual Blade Pitch Control for Load Reduction. In: *Wind Energy* 6 (2), S. 119–128. DOI: 10.1002/we.76.
- Bossanyi, E. A. (2005): Further load reductions with individual pitch control. In: *Wind Energy* 8 (4), S. 481–485. DOI: 10.1002/we.166.
- Colman, Robert P.; Feingold, Arnold M. (1958): Theory of self-excited mechanical oscillations of helicopter rotors with hinged blades.
- Cortina, Carlos Eden Castillo (2012): Aerodynamic Enhancement of Blade Element Momentum Theory Approach for Modelica. Masterthesis. Fachhochschule Kiel, Kiel.
- DNVGL (2016): Loads and site conditions for wind turbines. DNVGL-ST-0437.
- Doyle, J. (1978): Guaranteed margins for LQG regulators. In: *IEEE Trans. Automat. Contr.* 23 (4), S. 756–757. DOI: 10.1109/TAC.1978.1101812.
- Fragoso, Sergio; Garrido, Juan; Vazquez, Francisco; Morilla, Femando (2015): Comparative analysis of decoupling control methodologies and H_∞ multivariable robust control for VS-VP wind turbines, S. 1–6. DOI: 10.1109/IREC.2015.7110966.
- G. Bir: NREL (2008): Multiblade Coordinate Transformation and Its Application to Wind Turbine Analysis, zuletzt geprüft am 31.01.2019.
- Garcia, D.; Karimi, A.; Longchamp, R. (2005): PID CONTROLLER DESIGN FOR MULTIVARIABLE SYSTEMS USING GERSHGORIN BANDS. In: *IFAC Proceedings Volumes* 38 (1), S. 183–188. DOI: 10.3182/20050703-6-CZ-1902.00601.
- Geyler, Martin; Caselitz, Peter (2008): Lastreduzierende Pitchregelung für Windenergieanlagen Load Reducing Pitch Control for Wind Turbines. In: *at - Automatisierungstechnik* 56 (12), S. 3. DOI: 10.1524/auto.2008.0741.
- Hansen, Morten H. (2005): Control design for a pitch-regulated, variable speed wind turbine. Roskilde: Risø National Laboratory (Risø R, Report, 1500), zuletzt geprüft am 30.01.2018.
- Hassan, Garrad (2013): Bladed user -defined controllers in versions prior to version 4.4.
- Hau, Erich (2008): Windkraftanlagen. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.
- Hayman, G. J. (2012): MLife Theory Manual for Version 1.00.
- Hayman, G. J.; Buhl, M. (2012): MLife User's Guide for Version 1.00.
- Jonkman, J.; Butterfield, S.; Musial, W.; Scott, G. (2009): Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development.
- Karl A. Stol et. al. (2009): A Comparison of Multi-Blade Coordinate Transformation and Direct Periodic Techniques for Wind Turbine Control Design.
- Liceaga-Castro, E.; Liceaga-Castro, J.; Ugalde-Loo, C. E. (2005): Beyond the Existence of Diagonal Controllers. From the Relative Gain Array to the Multivariable Structure Function. In: 2005 44th IEEE Conference on Decision and Control & European Control Conference. Seville, Spain, 12-15 December 2005. 44th IEEE Conference on Decision and Control. Seville, Spain, 12-15 Dec. 2005. European Control Conference. Piscataway, N.J.: Institute of Electrical and Electronics Engineers, S. 7150–7156.

- Lu, Q.; Bowyer, R.; Jones, B.L. (2015): Analysis and design of Coleman transform-based individual pitch controllers for wind-turbine load reduction. In: *Wind Energy* 18 (8), S. 1451–1468. DOI: 10.1002/we.1769.
- Ludyk, Günter (1995a): Theoretische Regelungstechnik 1. Grundlagen, Synthese linearer Regelungssysteme. Berlin, Heidelberg: Springer (Springer-Lehrbuch). Online verfügbar unter <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-77221-4>.
- Ludyk, Günter (1995b): Theoretische Regelungstechnik 2. Zustandsrekonstruktion, optimale und nichtlineare Regelungssysteme. Berlin, Heidelberg: Springer (Springer-Lehrbuch). Online verfügbar unter <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-79391-2>.
- Lunze, Jan (2014a): Regelungstechnik 1. Systemtheoretische Grundlagen, Analyse und Entwurf einschleifiger Regelungen. 10., aktual. Aufl. Berlin: Springer Vieweg (Springer-Lehrbuch). Online verfügbar unter <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-53909-1>.
- Lunze, Jan (2014b): Regelungstechnik 2. 8., überarb. Aufl. Berlin: Springer Vieweg (Springer-Lehrbuch).
- Meng, Fanzhong; Wenske, Jan; Gambier, Adrian (2016): Wind turbine loads reduction using feedforward feedback collective pitch control based on the estimated effective wind speed. In: 2016 American Control Conference (ACC). 6-8 July 2016. Unter Mitarbeit von Danny Abramovitch. 2016 American Control Conference (ACC). Boston, MA, USA, 6/7/2016 - 8/7/2016. American Control Conference; ACC. [Piscataway, NJ], [Piscataway, NJ]: IEEE, S. 2289–2294.
- Mulders, Sebastiaan Paul (2017): DISCON_Simulink. Version. Online verfügbar unter https://github.com/TUdelft-DataDrivenControl/DISCON_Simulink, zuletzt geprüft am 08.02.2019.
- Mulders, Sebastiaan Paul; Pamososuryo, Atindriyo Kusumo; Disario, Gianmarco Emilio; van Wingerden, Jan-Willem (2018): Analysis and optimal individual pitch control decoupling by inclusion of an azimuth offset in the multi-blade coordinate transformation, 27.08.2018. Online verfügbar unter <https://arxiv.org/pdf/1808.08976>.
- Østergaard, K. Z.; Brath, P.; Stoustrup, J. (2007): Estimation of effective wind speed. In: *J. Phys.: Conf. Ser.* 75, S. 12082. DOI: 10.1088/1742-6596/75/1/012082.
- Shabana, Ahmed A. (2005): Dynamics of multibody systems. Third edition. Cambridge: Cambridge University Press. Online verfügbar unter <https://doi.org/10.1017/CBO9780511610523>.
- Shan, Martin; Fischer, Boris; Brosche, Philipp (2013): Regelungsentwurf für Windenergieanlagen. In: *at - Automatisierungstechnik* 61 (5), S. 305–317. DOI: 10.1524/auto.2013.0028.
- Unbehauen, Heinz (2000): Regelungstechnik II. Zustandsregelungen, digitale und nichtlineare Regelsysteme. 8., vollständig überarbeitete und erweiterte Auflage. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag (Studium Technik). Online verfügbar unter <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-322-94390-3>.
- Unbehauen, Heinz (2007): Regelungstechnik I. Klassische Verfahren zur Analyse und Synthese linearer kontinuierlicher Regelsysteme, Fuzzy-Regelsysteme. 14., verbesserte und aktualisierte Auflage. Wiesbaden: Friedr. Vieweg & Sohn Verlag | GWV Fachverlage GmbH Wiesbaden. Online verfügbar unter <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-8348-9196-9>.
- Vali, Mehdi; van Wingerden, Jan-Willem; Kuhn, Martin (2016): Optimal multivariable individual pitch control for load reduction of large wind turbines, S. 3163–3169. DOI: 10.1109/ACC.2016.7525404.
- van Engelen, T. (2006): Design model and load reduction assessment for multi-rotational mode individual pitch control (higher harmonics control). ECN-RX--06-06, zuletzt geprüft am 04.07.2017.

van Engelen, T.; van der Hooft, E. L. (2005): Individual pitch control inventory. ECN-C-03-138, zuletzt geprüft am 04.07.2017.

Wang, Chen; Weiss, George (2009): Stability analysis of the drive-train of a wind turbine with quadratic torque control. In: *Int. J. Robust Nonlinear Control* 19 (17), S. 1886–1895. DOI: 10.1002/rnc.1410.

Wortmann, Svenja; Geisler, Jens; Konigorski, Ulrich (2016): Lidar-Assisted Feedforward Individual Pitch Control to Compensate Wind Shear and Yawed Inflow. In: *J. Phys.: Conf. Ser.* 753 (5), S. 52014. DOI: 10.1088/1742-6596/753/5/052014.