

Simulation, Automatisierung und
Hardware-in-the-Loop-Integration einer Windenergieanlage auf
einem Systemprüfstand als Forschungsplattform

Simulation, Automation and Hardware-in-the-Loop Integration of a Wind
Turbine on a System Test Bench as Research Platform

Von der Fakultät für Maschinenwesen der Rheinisch-Westfälischen Technischen
Hochschule Aachen zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktors der
Ingenieurwissenschaften genehmigte Dissertation

vorgelegt von

Christian Leisten

Berichter: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Abel
apl. Prof. Dr.-Ing. Ralf Schelenz

Tag der mündlichen Prüfung: 26. September 2024

Diese Dissertation ist auf den Internetseiten der Universitätsbibliothek online verfügbar.

Vorwort

Diese Dissertation bildet den Kern meiner Forschung am Institut für Regelungstechnik (IRT) sowie am Center for Wind Power Drives (CWD) der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule (RWTH) Aachen und ist vor allem innerhalb des Projektes *FVA-Gondel: Belastungen an den Antriebskomponenten von Windenergieanlagen*, finanziert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), entstanden. Ich danke ganz besonders Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Abel für die Betreuung und das Vertrauen, was mir bei solch einem Projekt als jungem Absolventen sehr geholfen hat. Ebenso danke ich apl. Prof. Dr.-Ing. Ralf Schelenz als zweitem Berichter, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Christian Hopmann für die spontane Übernahme des Vorsitzes und Univ.-Prof. Dr.-Ing. Heinrich Rake für die Korrektur der Arbeit. Außerdem danke ich allen Kolleg*innen, die mich auf dem Weg begleitet haben, insbesondere Uwe Jassmann, Norman Hummel und Sebastian Reisch. Auch danke ich allen Student*innen, die ich betreut habe, von denen mich Lennard Kaven, Markus Zimmer und Johannes Plum besonders unterstützt haben. Meiner Familie danke ich, dass sie an mich geglaubt hat und für das Verständnis in dieser Zeit. Und schließlich danke ich Euch von Herzen, liebe Freund*innen, dass Ihr immer für mich da seid, allen voran: Basti, Dennis, Hendrik, Lena, Leo, Raphael, Sarah, Seba, Ulf.

Köln, Januar 2025

Christian Leisten

Kurzfassung

Diese Dissertation stellt eine neuartige Forschungsplattform am Center for Wind Power Drives der RWTH Aachen zur Labortestung von Windenergieanlagen vor. Sie besteht aus einer nach Stand der Technik neu aufgebauten und eigens automatisierten Forschungswindenergieanlage, die in einem Hardware-in-the-Loop System auf einem Systemprüfstand eingebettet ist sowie einem angedockten Simulationsmodell. Sie ermöglicht die einfache, automatisierte und reproduzierbare Testung unter frei wählbaren Bedingungen im Labor. Dabei werden die großen Bauteile Turm und Rotor entfernt und die Anlage auf einem Prüfstand von einem Motor und einem Non-Torque-Load-System mit realistischen Lasten beaufschlagt. Die originale Steuerung ist aktiv, wobei fehlende Komponenten vom Hardware-in-the-Loop-System emuliert werden. Die virtuellen Komponenten der Hardware-in-the-Loop-Umgebung und die physikalisch existenten können beliebig ausgetauscht werden. Die daran angedockte Simulationsumgebung sowohl der Anlage im Feld als auch auf dem Prüfstand ist ebenso nahtlos integriert, sodass eine bedarfsgerechte virtuelle oder physikalische Testung möglich ist. Die Steuerungen der Anlage und des Prüfstandes sind beide frei zugänglich, was maximale Flexibilität bietet. Auf der elektrischen Seite ist ebenso Flexibilität durch einen Netzemulator geboten. Aufgrund der starken Instrumentierung der Anlage ist außerdem besondere Einsicht in die einzelnen Antriebsstrangkomponenten möglich.

Das System bietet besondere Vorteile für den Entwicklungsprozess von Windenergieanlagen und befindet sich aktuell in der Anerkennung entsprechender Gremien, mitunter auch für die Zertifizierung. So können Tests viel früher, schneller und regelmäßiger durchgeführt werden, was zu einer agileren Entwicklung führt. Forschungsergebnisse können frei publiziert werden, da keine kommerziellen Interessen dahinter stehen. Das Hardware-in-the-Loop-System ist modular aufgebaut, sodass auch andere Windenergieanlagen mit geringem Aufwand integriert werden können. Mit der präsentierten Plattform wurde eine typische Zertifizierungsmesskampagne durchgeführt und gegen Felddaten validiert.

Abstract

This thesis presents a new kind of research platform at the Center for Wind Power Drives at RWTH Aachen University for the laboratory testing of wind turbines. It consists of a state-of-the-art research wind turbine which is newly set up and specifically automated. The platform is embedded in a hardware-in-the-loop system on a system test bench and is connected to a simulation model. It provides simple, automated and reproducible testing under arbitrary conditions in the laboratory. The major components, tower and rotor, are removed and realistic loads are imposed on the turbine on a test bench by a motor and a non-torque load system. The original programmable logic control remains active and missing components are being emulated by the hardware-in-the-loop system. The virtual components of the hardware-in-the-loop environment and the physically existing ones can be exchanged as needed. The attached simulation environment of both the turbine in the field and on the test bench is also fully integrated, enabling virtual or physical testing as required. The controls of both the turbine and the test bench are fully accessible, which offers maximum flexibility. Flexibility on the electrical side is provided by a grid emulator. Due to the extensive instrumentation of the turbine, particular insight into individual drive train components is also possible.

The system offers particular advantages for the development process of wind turbines and is recognized by the relevant committees, including for certification. This allows for tests to be conducted much earlier, faster and more regularly, leading to a more agile development process. Research results can be freely published as there are no commercial interests involved. The hardware-in-the-loop system is modularly constructed so that other wind turbines can be integrated with minimal effort. A typical certification measurement campaign was conducted with the presented platform and validated against field data.

Eigene Publikationen

Diese Arbeit basiert in Teilen auf den folgenden eigenen Veröffentlichungen:

- [M1] BASLER, M. ; LEISTEN, C. ; JASSMANN, U. ; ABEL, D.: Experimental Validation of Inertia-Eigenfrequency Emulation for Wind Turbines on System Test Benches. In: *IECON 2020 The 46th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. 2020.
- [M2] JASSMANN, U. ; LEISTEN, C. ; SCHELENZ, R. ; ABEL, D.: Wind Turbine System Test Benches: Experiences with Hardware-in-the-Loop Systems in Full-Scale Operation. In: *DEWEK 2017 - 13th German Wind Energy Conference*. 2017.
- [M3] KAVEN, L. ; LEISTEN, C. ; BASLER, M. ; JASSMANN, U. ; ABEL, D.: Comparison of Hardware-in-the-Loop Control Methods for Wind Turbine Drive Trains on System Test Benches. In: *2021 European Control Conference (ECC)*. 2021.
- [M4] LEISTEN, C. ; BASLER, M. ; KAVEN, L. ; SCHLÖSSER, M. ; JASSMANN, U. ; ABEL, D.: Comparison of Control Methods with Different Performance of a Wind Turbine System Test Bench in Hardware-in-the-Loop Operation. In: *WESC 2019 - Wind Energy Science Conference*. 2019.
- [M5] LEISTEN, C. ; HUMMEL, N. ; JASSMANN, U. ; ABEL, D.: Setup and Hardware-in-the-Loop Operation of an Open Control Research Wind Turbine on a System Test Bench. In: *IECON 2019 - 45th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. 2019.
- [M6] LEISTEN, C. ; JASSMANN, U. ; ABEL, D.: Mechanical-level Hardware in the Loop Simulation for a Wind Turbine Nacelle Test Bench. In: *EAWC PhD Seminar on Wind Energy in Europe 2015*. 2015.
- [M7] LEISTEN, C. ; JASSMANN, U. ; BALSHÜSEMANN, J. ; ABEL, D.: Model Predictive Speed Control of a Wind Turbine System Test Bench. In: (2019). 17th IFAC Workshop on Control Applications of Optimization CAO 2018.

- [M8] LEISTEN, C. ; JASSMANN, U. ; BALSHÜSEMANN, J. ; HAKENBERG, M. ; ABEL, D.: Design and Analysis of a MPC-based Mechanical Hardware-in-the-Loop System for Full-Scale Wind Turbine System Test Benches. In: (2017). 20th IFAC World Congress.
- [M9] LEISTEN, C. ; KAVEN, L. ; JASSMANN, U. ; ABEL, D.: Model Predictive Torque Control of a Wind Turbine System Test Bench in Hardware-in-the-Loop Operation. In: *2019 18th European Control Conference (ECC)*. 2019.
- [M10] RITTER, D. ; ZWEIGEL, R. ; LEISTEN, C. ; ABEL, D. ; ALBIN RAJASINGHAM, T. ; LIBERDA, N. ; GÜNTHER, M.: Modellbasierte Regelung einer zweistufigen Abgasturboaufladung für einen Ottomotor. In: *AUTOREG 2015 - 7. Fachtagung Auf dem Weg zum automatisierten Fahren*. 2015.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Systemprüfstand und Windenergieanlage am CWD der RWTH Aachen	2
1.2	Der Entwicklungsprozess einer Windenergieanlage	4
1.3	Die Forschungsplattform für Windenergieanlagen als Ziel dieser Arbeit	6
1.4	Überblick dieser Arbeit	8
2	Stand der Technik mit theoretischen Grundlagen	11
2.1	Die Windenergieanlage	11
2.1.1	Das Regelungsproblem	12
2.1.2	Konventionelle Windenergieanlagenregelung	13
2.2	Der Systemprüfstand	15
2.2.1	Motor	15
2.2.2	Non-Torque Loading System	16
2.2.3	Elektrisches System	17
2.2.4	Betriebsarten	18
2.3	Hardware-in-the-Loop Arten	19
3	Die Forschungswindenergieanlage	23
3.1	Windmodul und aeroelastisches Rotormodell	24
3.1.1	Windmodul	25
3.1.2	Rotormodell	27
3.2	Antriebsstrang	29
3.2.1	Modellierung	29
3.2.2	Grey-Box-Identifikation	33
3.2.3	Validierung	35
3.3	Elektrisches System	36
3.3.1	Generator	37
3.3.2	Umrichter	38

3.4	Messsystem	39
3.5	Automatisierungssystem	39
3.5.1	Architektur	39
3.5.2	Hardware	41
3.5.3	Automatisierung	42
3.5.4	Sicherheitssystem	43
3.5.5	Betriebsführung	44
3.5.6	Regelungskonzept	46
3.5.7	Benutzeroberfläche	50
3.6	Gesamtmodell	52
4	Das Hardware-in-the-Loop-System des Systemprüfstandes	55
4.1	Architektur	55
4.2	Hardware	56
4.3	Integration in die Automatisierung des Systemprüfstandes	57
4.4	Sensoremutation / Signal-Hardware-in-the-Loop	57
4.4.1	Pitchsystem	58
4.4.2	Windsensor	58
4.4.3	Yawsystem	58
4.5	Weitere Anpassungen an den Prüfstandsbetrieb	59
4.6	Antriebsstrangregelung / Mechanical-Hardware-in-the-Loop	59
4.6.1	Regelungskonzepte	62
4.6.2	Unterlagerte Antriebsstrangdämpfung mittels Bandpassfiltern	64
4.6.3	Basisregelung Trägheitsemulation	65
4.6.4	PI-Regelung mit Modellreferenz	66
4.6.5	Modellbasierte Prädiktive Regelung	66
4.7	Vergleich der drei Regelungsalternativen	73
4.8	Testprozess	74
5	Simulative und experimentelle Ergebnisse	77
5.1	Simulation	78
5.1.1	Vergleich der Antriebsstrangregelungen im Hardware-in-the-Loop-Betrieb	78
5.1.2	Modellbasierte Prädiktive Regelung im Detail	82
5.1.3	Modellbasierte Prädiktive Drehzahlregelung	87

5.2	Experiment	90
5.2.1	Erster Start der WEA mit Trägheitsemulation auf dem System- prüfstand	90
5.2.2	An den Zertifizierungskatalog angelehnte Messkampagne	93
5.2.3	Exemplarische Tests mit Trägheitsemulation	95
5.2.4	Modellbasierte Prädiktive Drehzahlregelung	100
6	Schluss	103
6.1	Fazit	104
6.2	Ausblick	105

Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current
AFE	Active Front End
AG	Aktiengesellschaft
BEM	Blattelementtheorie
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BPF	Bandpassfilter
CAN	Controller Area Network
CWD	Center for Wind Power Drives
DC	Direct Current
DFIG	Doubly Fed Induction Generator
DUT	Device under Test
EOG	Extreme Operation Gust
FVA	Forschungsvereinigung Antriebstechnik e. V.
GE	General Electric
HIL	Hardware-in-the-Loop
HMI	Human Machine Interface
HSS	High Speed Side
IE	Inertia Emulation
IGBT	Insulated Gate Bipolar Transistor
IPC	Industrial PC
LAS	Load Application System
LSS	Low Speed Side
MHIL	Mechanical-Level Hardware-in-the-Loop
MKS	Mehrkörpersimulation
MPC	Model Predictive Control
MPR	Modellbasierte Prädiktive Regelung

MRC	Model Reference Control
MTS	MTS Systems
NREL	National Renewable Energy Laboratory
NTL	Non-Torque Loading
NWP	Normalwindprofil
OM	Operation Management
PHIL	Power-Level Hardware-in-the-Loop
POC	Point of Connection
PROFIBUS	Process Field Bus
PROFINET	Process Field Network
SHIL	Signal-Level Hardware-in-the-Loop
STB	System Test Bench
SUT	System under Test
TB	Test Bench
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
WEA	Windenergieanlage
WT	Wind Turbine
WTC	Wind Turbine Control

Symbolverzeichnis

A	Systemmatrix
A_d	diskrete Systemmatrix
B	Eingangsmatrix
B_d	diskrete Eingangsmatrix
c	Steifigkeit
c_P	Leistungsbeiwert
C	Ausgangsmatrix
C_d	diskrete Ausgangsmatrix
d	Dämpfung
D	Dämpfung
D	Durchgangsmatrix
f	Frequenz
f_x	Schubkraft
f_y	Querkraft
f_z	Gravitationskraft
G	Übertragungsfunktion
h	Höhe
i	Getriebeübersetzung
I	Strom
I	Trägheit
J	Kostenfunktion
k	Zeitpunkt
K	Verstärkung
K_k	Kalmanverstärkung
M_y	Messmatrix
n	Drehzahl

N	Anzahl Abtastpunkte
N_u	Stellhorizont
N_2	Prädiktionshorizont
p	Anzahl Polpaare
P	Leistung
$\mathbf{P}$	Fehlerkovarianz
r	Radius
$\mathbf{r}$	Referenztrajektorie
s	Laplace Variable
s	Steifigkeit
t	Drehmoment
t	Zeit
t_x	Hauptdrehmoment
t_y	Biegemoment um die y -Achse
t_z	Biegemoment um die z -Achse
T	Zeitkonstante
T_d	Totzeit
u	Eingangsgröße
$\mathbf{u}$	Eingangsvektor
$\mathbf{u}_{\text{opt}}$	optimaler Stellgrößenverlauf
$\Delta \mathbf{u}$	Stellaufwand
U	Spannung
v	mittlere Windgeschwindigkeit
$\mathbf{x}$	Zustandsvektor
y	Ausgangsgröße
$\mathbf{y}$	Ausgangsvektor
$\mathbf{y}_m$	Messvektor
γ	Yawwinkel
ϑ	Pitchwinkel
Θ	Parametervektor
λ	Schnelllaufzahl
ρ	Luftichte
φ	Winkel
ω_0	Kennkreisfrequenz
ω	Winkelgeschwindigkeit

1 Einleitung

Der Klimawandel ist eines der drängendsten Probleme der heutigen Zeit. Dieser wird vor allem durch den immer stärker werdenden Treibhauseffekt getrieben, was wiederum maßgeblich auf die seit der Industrialisierung immer größer werdende Konzentration von Kohlenstoffdioxid in der Erdatmosphäre zurückzuführen ist. Dieses Gas wird bei der Verbrennung fossiler Energieträger freigesetzt, gleichzeitig aber immer weniger aufgrund der immer weiter fortschreitenden Abholzung neu gebunden. Die weitreichenden Folgen des Klimawandels sind eine ernsthafte Bedrohung für den Planeten und äußern sich in vielerlei Weise. Um diesen einzudämmen wurde das Pariser Klimaschutzabkommen mittlerweile von über 180 Staaten unterzeichnet, so auch von Deutschland. Ein darin erklärtes Ziel ist es, die Erwärmung der Erde auf durchschnittlich maximal 2° zu begrenzen.

Das Ziel der Energiewende wurde für Deutschland so konkretisiert, dass es bis zum Jahre 2045 klimaneutral sein will. Daraus resultieren große Herausforderungen in der Umstellung der Energie- und Wärmeversorgung sowie der Mobilität auf erneuerbare Energien. Die Windenergie ist einer der wichtigsten Bausteine zur Umsetzung der Ziele im Bereich der Energieerzeugung. Zwar wurde im ersten Halbjahr 2023 bereits circa 52 % des Stromverbrauches aus erneuerbaren Energien gedeckt, jedoch ist zur Einhaltung des 2°-Pfades eine weitere starke Erhöhung des Ausbaus on- und offshore notwendig. Dazu wurde das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2023 erneuert inklusive eines ambitionierten Ausbauzieles bis 2030. Die historische Entwicklung und der aus diesem Ziel für die nächsten Jahre abgeleitete notwendige Nettozubau der Windenergie sind in Abbildung 1.1 dargestellt. Demzufolge muss der Nettozubau in den nächsten Jahren gegenüber 2023 nahezu verdreifacht werden. Dies erzeugt einen großen Bedarf an Neuentwicklungen und damit verbundener effizienter Testung im Entwicklungs- und Zertifizierungsprozess. Dabei werden Windenergieanlagen (WEA) immer größer und komplexer, was wiederum die Schwingungsfähigkeit und den Testbedarf der Anlagen erhöht. Schäden an den großen Antriebsstrangkomponenten von WEA sind besonders kritisch für die Verfügbarkeit und

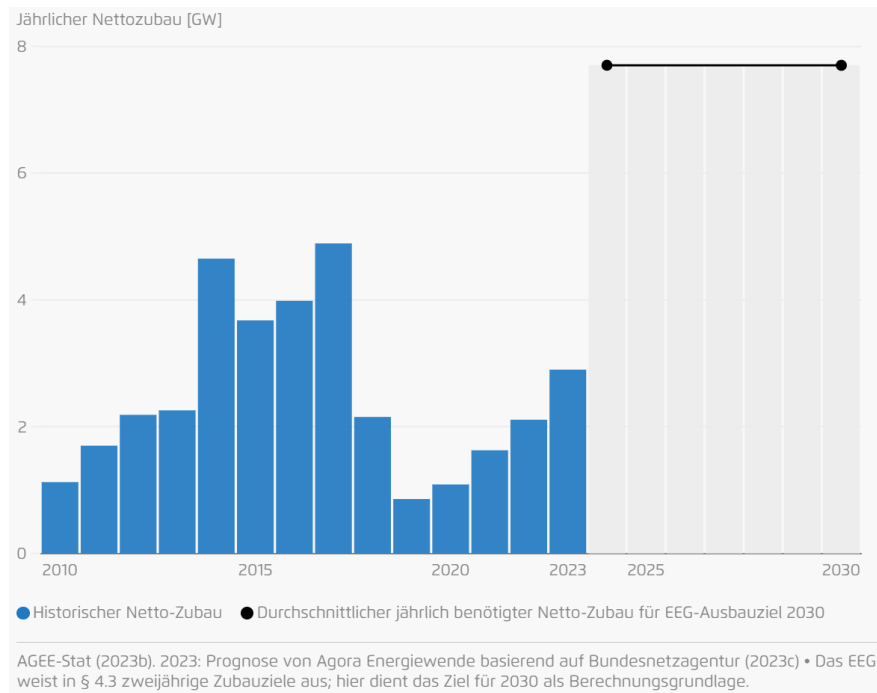


Abb. 1.1: Historischer und für das Ziel 2030 des deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetzes und die Erfüllung des Pariser Klimaschutzabkommens notwendiger deutscher Windenergienettozubau laut Agora Energiewende [3]

Wirtschaftlichkeit der Anlagen, da Reparaturen im Feld kostenintensiv sind. Viele Schadenbilder sind aufgrund mangelnder adäquater Testmöglichkeiten in der Vergangenheit noch nicht verstanden.

1.1 Systemprüfstand und Windenergieanlage am CWD der RWTH Aachen

Immer komplexer werdende technische Systeme mit diversifizierten Anforderungen machen ebenso die Weiterentwicklung und die effektive sowie effiziente Integration der Testmethoden in den Entwicklungsprozess notwendig. Dies gilt umso mehr für Energieerzeugungsanlagen als Teil der kritischen Infrastruktur. Insbesondere Windenergieanlagen profitieren aufgrund der zeit- und kostenintensiven prototypischen Installation und der schlechten Zugänglichkeit im Feld stark von der Schaffung einer Labortestmöglichkeit. Besonders hervorzuheben ist bei Feldtests auch die Abhängigkeit von der stochasti-

schen Natur des Windes, sodass die Prüfung weder deterministisch planbar noch exakt reproduzierbar ist. Die für jede Zulassungsregion vorzunehmende Typenzertifizierung einer Windenergieanlage im Feld kann mitunter ein ganzes Jahr in Anspruch nehmen, bis alle notwendigen Windzustände eingetreten sind. Die iterative Prüfung während des Produktentwicklungszyklus ist damit sehr limitiert oder auf Komponentenebene beschränkt, was Innovation erschwert.

Aus diesen Gründen wurden in den letzten Jahren von Herstellern und Forschungsinstitutionen Systemprüfstände für Windenergieanlagen gebaut, so auch am Center for Wind Power Drives (CWD) der RWTH Aachen. Das Konzept dieser Prüfstände ist es, die großen Bauteile Turm und Rotor zu deinstallieren und den Rest der Anlage auf einem Turmstumpf im Labor zu installieren und mit einem Motor anzutreiben. Optional werden mechanische Lasten in den restlichen Freiheitsgraden über ein Load Application System (LAS) eingeleitet und der elektrische Anschluss durch einen Netzemulator varibilisiert. Wird der elektromechanische Antriebsstrang teilweise reduziert, so sind auch Teilsystem- oder Komponententests möglich. Außerdem können auf diesen Prüfständen notwendige Tests willkürlich sequenziert und automatisiert werden, inklusive Messung und Berichterstellung. Schließlich können Komponenten einfach am Boden und innerhalb kurzer Zeit getauscht oder instrumentiert werden.

Abbildung 1.2 zeigt den Systemprüfstand des CWD der RWTH Aachen mit der darauf installierten Forschungswindenergieanlage, die ebenso als Teil dieser Arbeit eigens automatisiert wurde und später thematisiert wird. Vorne rechts ist die Gondel mit offenem Dach auf dem Turmstumpf zu sehen. Statt der Nabe ist der schwarze Motor oben links über die gelbe Adapterwelle angeschlossen. Die graue Box in der Mitte des Antriebsstranges dient zur Einleitung von Lasten in den übrigen fünf Freiheitsgraden. Vor dem Turmstumpf steht das Umrichtersystem, das im Feld im Turm installiert ist. Rund um das Prüffeld herum befinden sich weitere Räume für elektrische Komponenten wie den Transformator der WEA oder den Netzemulator des Prüfstandes, ebenso wie die Leitwarte, von der aus der Prüfstand gesteuert wird. Neben der Prüfhalle befindet sich außerdem eine Montagehalle für vorbereitende Arbeiten und die Halle ist mit einem Kran ausgestattet. Die Forschungswindenergieanlage ist eine reale WEA, die viele Jahre im Feldbetrieb war und am CWD runderneuert und eigens automatisiert sowie stark instrumentiert wurde.

Für einen realistischen und vor allem für einen Gesamtsystemtest mit aktivierter origi-



Abb. 1.2: Systemprüfstand des CWD der RWTH Aachen mit darauf installierter Forschungs-windenergieanlage [M5]

naler Steuerung der WEA müssen allerdings die physikalisch fehlenden Bauteile auf dem Prüfstand emuliert werden. Dies wird über ein Hardware-in-the-Loop (HIL) System realisiert, das fehlende Sensoren und Aktuatoren simuliert und das originale mechanische und elektrische Anlagenverhalten wiederherstellt. Ein solches ist als Teil dieser Arbeit entwickelt und weltweit erstmalig bei voller Leistung in Betrieb genommen worden. Alternativ sind simple drehmoment- oder drehzahlgeregelte Tests mit synthetischen Lasten möglich, die das reale Anlagenverhalten aufgrund der deaktivierten originalen Steuerung und dem damit veränderten Gesamtsystemverhalten nicht hinreichend abbilden. Insbesondere das wegen der fehlenden Trägheit des Rotors und der veränderten Anschlusssteifigkeiten und -dämpfungen verfälschte dynamische Antriebsstrangverhalten sorgt ohne Kompensation für Fehlerbilder, die nicht der Realität entsprechen.

1.2 Der Entwicklungsprozess einer Windenergieanlage

Wie im letzten Abschnitt erläutert, ist der Feldtest einer Windenergieanlage mit großem Aufwand verbunden, was dem modernen Prinzip der agilen, iterativen Entwicklung

technischer Systeme widerstrebt. Auch die Sicherheit bei der Prüfung und deren Überwachung leiden darunter. Zwar füllen immer detailliertere Simulationsmodelle manche Lücke, jedoch bleibt die physikalische Prüfung im Bereich sicherheitskritischer Systeme unerlässlich. Ein wichtiges Prinzip der Produktentwicklung ist das V-Modell, das am Beispiel der Steuerungsentwicklung in Abbildung 1.3 dargestellt ist. Die Entwicklung

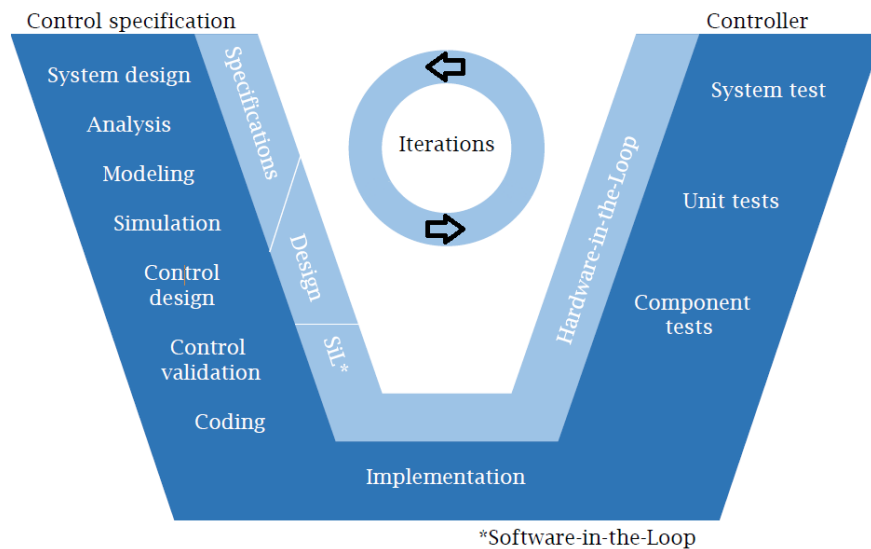


Abb. 1.3: V-Modell in der Steuerungsentwicklung [24]

einer beispielhaften Regelung beginnt mit der Spezifikation oben links und endet mit der fertigen Steuerung oben rechts. Dazwischen werden die unterschiedlichen Schritte von Systemanalyse und -simulation über das Regelungsdesign bis hin zur simulativen Validierung auf dem linken Ast durchlaufen. Die nun fertige Regelung wird auf dem Zielsteuerungsgerät implementiert und schließlich von der Einzelkomponente bis hin zum Gesamtsystem getestet. Diese Schritte werden ganz oder teilweise iterativ durchlaufen, was aber aufgrund der in Abschnitt 1.1 beschriebenen Charakteristika von WEA Feldtests und der schieren Größe der Anlagen nicht im gleichen Maße gilt wie für einfachere Systeme.

Dieses Problem wird deutlich abgemildert durch die effiziente Integration von Prüfstands- und HIL-Tests. Einerseits sind mehr Iterationen möglich und andererseits kann das V-Modell sinnbildlich in der Mitte von links nach rechts gebrückt werden. Dabei ist es besonders hilfreich, falls die für die Entwicklung genutzten Simulationsmodelle durchgängig auch für den HIL-Test angewendet werden und die in der Simulation erprobte Regelung ebenso per automatischer Codegenerierung exakt der auf dem Steuergerät

entspricht. Das anvisierte Fernziel ist dabei ein digitaler Zwilling des zu entwickelnden Produktes und seiner Umgebung und eine Plug and Play Integration in einer ganzheitlichen Testplattform, sodass für jede Testanforderung aus einem Katalog die passende physikalische oder virtuelle Prüfung ausgewählt werden kann. Damit ist eine dramatische Reduzierung der Time to Market als eine der wichtigsten ökonomischen Größen in der Produktentwicklung möglich.

1.3 Die Forschungsplattform für Windenergieanlagen als Ziel dieser Arbeit

Das Ziel dieser Arbeit ist die schon am Ende des letzten Abschnitts angedeutete Forschungsplattform für Windenergieanlagen am CWD der RWTH Aachen. Diese soll den Labortest einer Forschungswindenergieanlage auf einem Systemprüfstand mittels eines HIL Systems ermöglichen und so einen Beitrag zur Verbesserung des Produktentwicklungs- und Zertifizierungsprozesses von WEA leisten. Die Plattform soll folgende Anforderungen erfüllen:

1. Die WEA soll nach aktuellem Stand der Technik runderneuert und eigens automatisiert werden.
2. Sie soll in einem HIL System auf dem Prüfstand so integriert werden, dass sie sich wie im Feld verhält.
3. Sowohl die reale WEA als auch die WEA auf dem Prüfstand sollen modelliert werden.
4. Alle drei vorangegangenen Punkte sollen sich nahtlos ineinander zu einer Forschungsplattform fügen deren einzelne Teile modular austauschbar sind.

Die angestrebte Forschungsplattform hat zahlreiche Vorteile. Die Runderneuerung und Automatisierung der WEA ist zwar sehr aufwendig, allerdings geht damit relativ genaues Wissen über die meisten Komponenten einher, sodass diese einfacher ausgetauscht oder neue Steuerungsalgorithmen getestet werden können. Da keine kommerziellen Interessen eines WEA Herstellers existieren, sind die Ergebnisse außerdem frei publizier- und damit weiterverwendbar. Schließlich ist die WEA mit Forschungsmesstechnik ausgestattet, die einen besonders guten Einblick in die einzelnen Komponenten erlaubt.

Das entwickelte HIL System als Herz dieser Arbeit erbringt den Beweis über die Validität von Prüfstandtests und ist somit ein Mehrwert für sich für den zukünftigen Entwicklungs- und Testprozess von WEA. Die Anlage ist einfach zugänglich, Tests können willkürlich definiert und gefahren und exakt reproduziert werden, was von besonderem Vorteil bei Variation einzelner WEA Komponenten ist. Letztlich ist dies der erste HIL Betrieb einer WEA auf einem Systemprüfstand mit aktivierter originaler Turbinensteuerung. Die so entstandene Plattform bietet viel Potential für die Zukunft was Weiterentwicklungen an WEA und HIL System angeht. Aber auch der Zertifizierungsprozess auf dem Boden soll zukünftig durch automatisierte Testung und Berichterstellung ermöglicht werden, was aktuell schon in den entsprechenden Gremien in Diskussion ist. Auch dazu leistet diese Arbeit einen ersten Beitrag.

Die Kombination der obigen Punkte zur Architektur der Forschungsplattform und die HIL Integration der WEA auf dem Systemprüfstand ist schematisch in Abbildung 1.4 dargestellt. Die WEA, inklusive Automatisierung, aber ohne Turm und Rotor, befindet

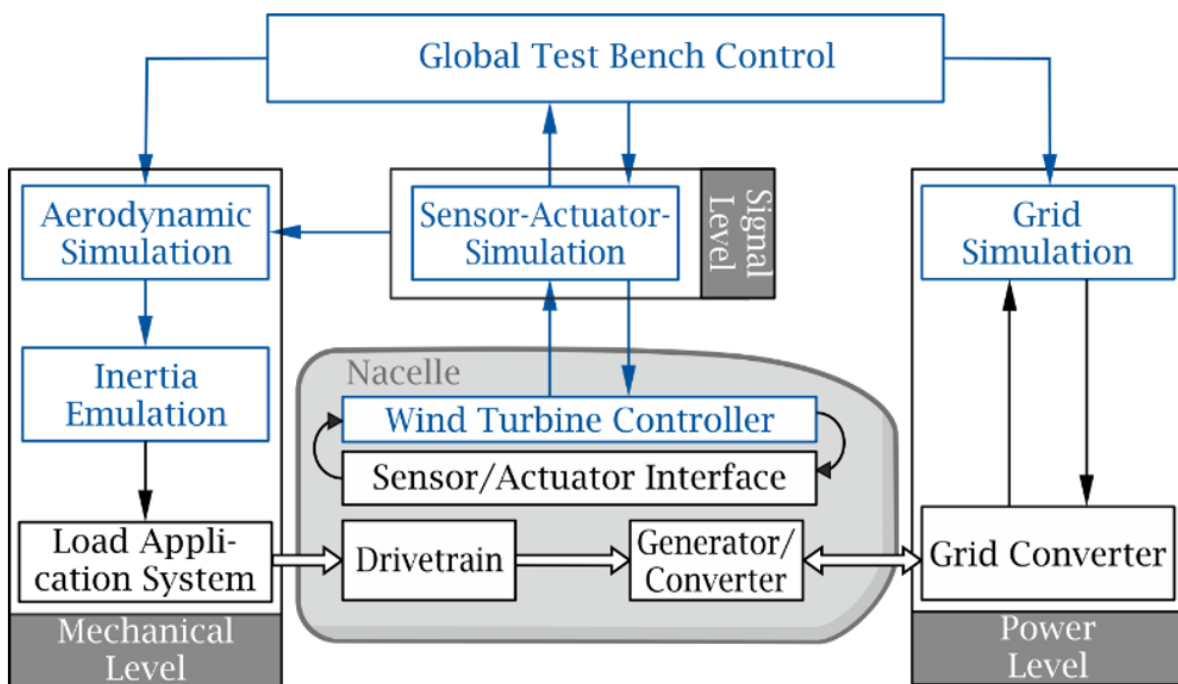


Abb. 1.4: Schematische Architektur der Forschungsplattform und HIL Integration der WEA auf dem Systemprüfstand [52]

sich in der Mitte in grau. Sie wird von einem LAS, bestehend aus einem Motor und einer Lasteinheit für die restlichen fünf Freiheitsgrade angetrieben und belastet. Auf

der elektrischen Seite ist sie entweder direkt an das elektrische Netz oder über einen variablen Netzemulator angeschlossen. Dieser ist nicht Teil dieser Arbeit, aber das elektrische Äquivalent für das hier vorgestellte HIL System mit dem sich beliebige Netzzustände applizieren lassen, womit maximale Flexibilität erreicht wird. Die globale Prüfstandsteuerung ist für die Prüfstandsseite verantwortlich. Dem unterstellt ist das entwickelte HIL System, welches wiederum aus einem aerodynamisch-mechanischen Teil und einer reinen Sensor- und Aktuatoremulation besteht. Zwischen der aeroelastischen Simulation und der Ansteuerung des Prüfstandes ist noch eine Art IE notwendig wie bereits in Abschnitt 1.1 angerissen und in Kapitel 4 weiter vertieft. Schließlich haben die aufgebauten Modelle sowohl der realen WEA als auch der WEA auf dem Prüfstand eine äquivalente Struktur.

Die vorgestellte Forschungsplattform wird in einer für die Typenzertifizierung typischen Messkampagne erprobt und validiert. Auf der Anlagenseite ist das Ziel einer Steuerung nach Stand der Technik klar, auf der HIL Seite werden verschiedene Regelungsmethoden entwickelt, miteinander verglichen und schließlich eine Empfehlung gegeben. Die aufgebauten Modelle werden mit Messdaten validiert und so eine ganzheitliche Plattform zur Labortestung von WEA geschaffen. Die Lücke der Labortestung für WEA soll geschlossen und Prüfstandstests sollen zum Standard für die Zertifizierung und Produktentwicklung werden, sodass Feldtests nur noch sehr selten notwendig sind. Die vorgestellte Forschungsplattform ist innerhalb des FVA-Gondel-Projektes des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) zwischen der RWTH Aachen, der Forschungsvereinigung Antriebstechnik e. V. (FVA), der Siemens AG und vielen weiteren Partnern entstanden und in zahlreichen Folgeprojekten weiterentwickelt worden.

1.4 Überblick dieser Arbeit

Diese Arbeit ist in sechs Kapitel untergliedert.

1. Einleitung
2. Stand der Technik mit theoretischen Grundlagen
3. Die Forschungswindenergieanlage
4. Das Hardware-in-the-Loop System des Systemprüfstandes

5. Simulative und experimentelle Ergebnisse

6. Schluss

In Kapitel 2 wird zuerst die Struktur einer modernen WEA eingeführt, das Regelungsproblem definiert und daraus das Konzept der konventionellen WEA Regelung abgeleitet. Anschließend wird der Systemprüfstand am CWD der RWTH Aachen präsentiert, dessen Komponenten und Betriebsarten beschrieben und schließlich ein Überblick über die verschiedenen HIL Arten gegeben.

Anschließend wird in Kapitel 3 die Forschungswindenergieanlage entlang ihrer Komponenten von Rotor bis elektrischem System beschrieben. Dabei wird, falls existent, auch immer das korrespondierende Modell in der Simulation mit eingeführt. So werden hier auch schon Modelle vorgestellt, die im Verlaufe der Arbeit weiter im HIL System in entsprechend angepasster Weise eingesetzt werden. Der Schwerpunkt in diesem Kapitel liegt auf der entwickelten Automatisierung der WEA, maßgeblich bestehend aus Betriebsführung und Regelung. Außerdem werden Greybox-Modelle der Antriebsstränge identifiziert und validiert. Am Ende werden alle Komponenten zu einem Gesamtmodell der WEA im Feld zusammengesetzt.

Kapitel 4 startet mit der Architektur des HIL-Systems und erläutert anschließend sukzessive dessen einzelne Komponenten, von der Hardware, über die Sensoremulation bis hin zur Antriebsstrangregelung zur Emulation des originalen Triebstangverhaltens. Hier werden drei Alternativen geboten: Die Inertia Emulation (IE), die Modellreferenzregelung (MRC) und die Modellbasierte Prädiktive Regelung (MPR).

Die simulativen und experimentellen Ergebnisse werden in Kapitel 5 diskutiert und die unterschiedlichen Regelungen mit ihren Vor- und Nachteilen miteinander verglichen.

Abschließend wird die Arbeit in Kapitel 6 zusammengefasst, das Fazit gezogen sowie ein Ausblick für zukünftige Weiterentwicklungen gegeben.

2 Stand der Technik mit theoretischen Grundlagen

In diesem Kapitel wird die Struktur einer modernen Windenergieanlage eingeführt, das Regelungsproblem definiert und das Konzept der WEA Regelung abgeleitet. Außerdem wird der Systemprüfstand am CWD der RWTH Aachen vorgestellt und seine einzelnen Komponenten und verschiedenen Betriebsarten beschrieben. Schließlich werden die unterschiedliche HIL Arten klassifiziert und erläutert.

2.1 Die Windenergieanlage

In Abbildung 2.1 ist der Aufbau einer typischen drehzahlvariablen WEA mit Getriebe schematisch dargestellt. Der einströmende Wind treibt den langsamdrehenden Rotor an, dessen Drehzahl durch das Getriebe bei Verringerung des Drehmoments hochgesetzt wird. Der schnell-drehende Generator wandelt die mechanische in elektrische Energie und speist einen Umrichter, welcher die Drehzahl des Generators von der Netzfrequenz entkoppelt und die drehzahlvariable Regelung des Antriebsstranges ermöglicht. Er besteht aus einem Gleichrichter, einem Gleichspannungszwischenkreis und einem Wechselrichter und hat einen eigenen Regler. Der Netzanschluss wird schließlich über einen Transformator realisiert, der bei Verringerung des Stromes die Spannung erhöht. Im Falle eines Fehlers oder falls die Anlage nicht betrieben werden soll, kann sie über einen Leistungsschalter vom Sicherheitssystem der Anlage oder manuell vom Netz getrennt werden.

Die Stellgrößen der Anlage sind die drei Blattwinkel der Blätter und das Generator-drehmoment. Vereinfacht gesagt wird mit den drei Pitchwinkeln die vom System aufgenommene Energie, mit dem Generator-drehmoment die abgenommene eingestellt. Das Automatisierungssystem besteht aus der Betriebsführung und den Einzelreglern für Pitchwinkel und

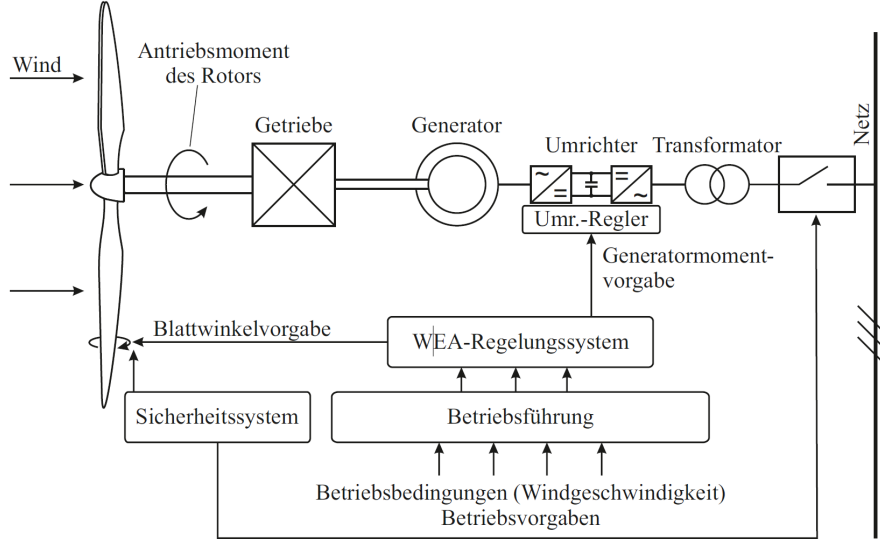


Abb. 2.1: Schematischer Aufbau einer typischen drehzahlvariablen WEA mit Getriebe [24]

Generatordrehmoment. Dabei steuert die Betriebsführung den aktuellen Betriebszustand wie beispielsweise Hochlauf oder Stopp. Außerdem organisiert sie die Steuerung aller Nebenaggregate und die Überwachung aller Sensoren. Die Einzelregelungen stellen dann Pitchwinkel sowie Generatordrehmoment gemäß der entsprechenden Regelgesetze ein. Parallel dazu existiert ein Sicherheitssystem, das die wichtigsten Sensoren überwacht und die Anlage jederzeit stoppen kann, wobei hier alle Sensor- und Aktuatorverbindungen gemäß höheren Sicherheitsstandards ausgeführt sind. Für weitere Details sei auf [31], [40] oder [39] verwiesen.

2.1.1 Das Regelungsproblem

Die dem Wind von einer WEA entnehmbare Leistung wird wie in Gleichung 2.1 berechnet.

$$P = \frac{1}{2} \rho \pi r_{\text{rot}}^2 v_w^3 c_P(\vartheta, \omega_{\text{rot}}, v_w) \quad (2.1)$$

Dabei sind die Luftdichte ρ und die mittlere Windgeschwindigkeit v_w fluktuierend und nicht beeinflussbar. Auch der Rotorradius r_{rot} als Anlagenparameter ist festgelegt. Der sogenannte Leistungsbeiwert c_P hängt ab vom Pitchwinkel ϑ , der Rotordrehzahl ω_{rot} und wiederum der mittleren Windgeschwindigkeit. Er beschreibt wie viel der verfügbaren Windleistung entnommen werden kann und verläuft stark nichtlinear über seinen

Koordinaten. Maximal kann er einen Wert von $16/27$, das sind circa 59 % gemäß der Betz-Grenze, erreichen [14]. Die Rotordrehzahl wiederum ist laut Drallsatz das Resultat aus Antriebs- und Abtriebsdrehmoment und kann ebenso indirekt durch Pitchwinkel und Generator Drehmoment t_{gen} beeinflusst werden.

Das Kennfeld des Leistungsbeiwertes wird durch die Blattgeometrie bestimmt und ist für die Forschungswindenergieanlage in Abbildung 2.2 dargestellt. Es wurde aus einer

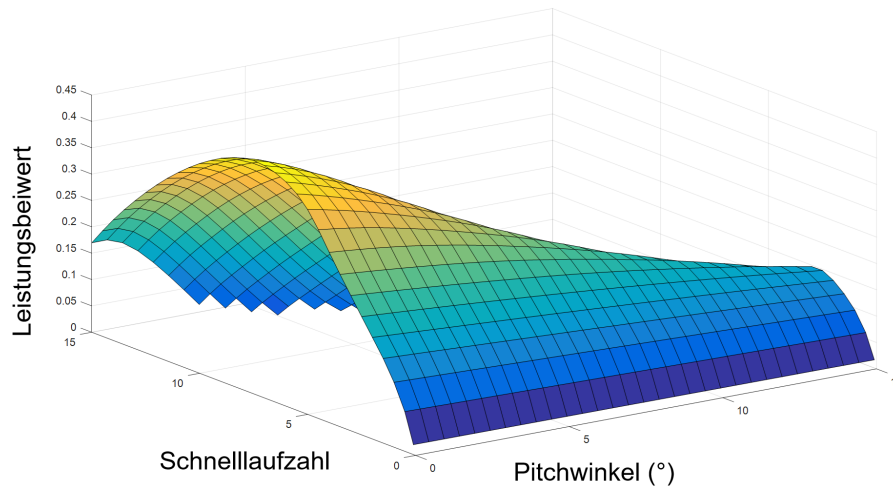


Abb. 2.2: Kennfeld des c_p -Wertes der Forschungswindenergieanlage abhängig von Pitchwinkel ϑ und Schnelllaufzahl λ

stationären Simulation aller Stützpunkte mit dem aeroelastischen Modell, das in Abschnitt 3.1 eingeführt wird, abgeleitet. Das Modell wiederum ist gegen die Leistungskurve der ursprünglichen WEA validiert. Das Kennfeld spannt sich auf über dem Pitchwinkel und der Schnelllaufzahl. Dabei markieren wärmere Farben höhere Leistungsbeiwerte. Die Schnelllaufzahl λ ist vereinfachend als Koordinate gewählt, welche wie folgt definiert ist:

$$\lambda = \frac{\omega_{\text{rot}} r_{\text{rot}}}{v_w} \quad (2.2)$$

Das generelle Ziel einer WEA Regelung muss es also sein, die Anlage auf dem Grat der Fläche zu betreiben, da hier die maximale Energie aus dem Wind entnommen wird.

2.1.2 Konventionelle Windenergieanlagenregelung

In Abbildung 2.2 ist ersichtlich, dass generell bei einem Pitchwinkel von $\vartheta = 0^\circ$, hier sind die Blätter ganz in den Wind gedreht, die maximale Leistung aus dem Wind entnommen

wird. Mit steigendem Pitchwinkel sinkt die entnommene Leistung. Das Konzept der konventionellen WEA Regelung wird nun anhand der Einteilung in vier verschiedene Betriebsbereiche, wie in Abbildung 2.3 vorgenommen, erklärt. In dieser Darstellung sind

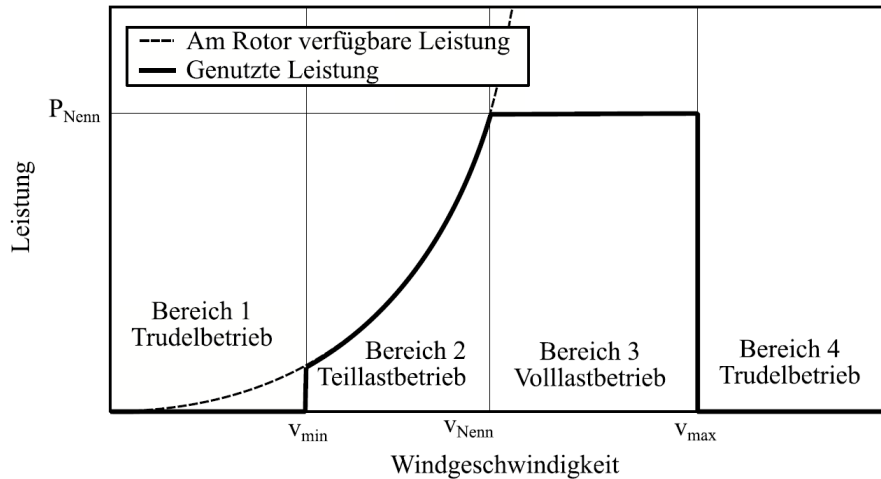


Abb. 2.3: Betriebsbereiche einer Windenergieanlage [64]

die am Rotor genutzte Leistung einer WEA und die im Wind verfügbare Leistung über der mittleren Windgeschwindigkeit aufgetragen. Bereich 1 ist der Trudelbetrieb. Hier ist unter der Cutin-Windgeschwindigkeit $v_{\min}$ weniger Windleistung verfügbar als für den WEA Betrieb selbst notwendig wäre, sodass die Anlage nicht gestartet wird. Dieser Verbrauch wird vor allem durch die Nebenaggregate zur Kühlung und Schmierung der mechanischen Bauteile verursacht. Ein weiterer Bereich in dem die Anlage abgeschaltet wird, ist Bereich 4. Hier liegt die aktuelle Windgeschwindigkeit über der Cutout-Windgeschwindigkeit $v_{\max}$, sodass die mechanischen Lasten zu groß sind. Der echte Betriebsbereich wird in die beiden Bereiche 2, Teillast, und 3, Volllast, aufgeteilt.

Im Teillastbetrieb liegt die verfügbare Windleistung unter der Nennleistung der Anlage. Die Blätter sind vollständig in den Wind gedreht, um dem Wind so viel Leistung als möglich zu entnehmen. Dabei wird das Generatordrehmoment so eingestellt, dass Rotordrehzahl und damit Schnelllaufzahl so liegen, dass der Leistungsbeiwert maximal ist.

Im Volllastbereich ab der Nennwindgeschwindigkeit v_{nenn} dagegen muss die eingehende Leistung beschränkt werden, was durch das Pitchen der Blätter aus dem Wind erreicht wird. Dabei gibt es drei verschiedene Optionen für das Generatordrehmoment: Damit die

abgegebene Leistung bei einer höheren Windgeschwindigkeit als der Nennwindgeschwindigkeit konstant bleibt, wird das Generator Drehmoment linear abgesenkt. Dies hat jedoch den Nachteil, dass es mitkoppelnd auf die Generator drehzahl wirkt und die Anlage weiter beschleunigt. Die gegenteilige Strategie ist das Erhöhen des Generator Drehmoments, um eine Gegenkopplung zu erreichen. Ein Mittelweg wäre das Konstanthalten des Generator Drehmoments.

Zusätzlich zur gerade beschriebenen Basisregelung gibt es lastreduzierende Regelkreise, welche beispielsweise den Drehmomentabriss beim Durchlaufen der Blätter vor dem Turm reduzieren. Ebenso bewirkt der Wind nicht nur das Hauptdrehmoment, sondern Kräfte und Drehmomente in alle anderen Raumrichtungen, welche reduziert werden können. Schließlich existieren Methoden, um Schwingungen im Antriebsstrang zu reduzieren. Diese alle werden in der vorliegenden Arbeit nicht berücksichtigt, weitergehende Informationen dazu finden sich in [94], [23], [18] oder [19].

2.2 Der Systemprüfstand

Der Systemprüfstand am CWD der RWTH Aachen wurde schon kurz in Abschnitt 1.1 und Abbildung 1.2 vorgestellt und wird nun detailliert entlang seiner Komponenten beschrieben. Die Gondel ist ohne Turm und Rotor auf einem Turmstumpf mit einem Adapterstück, das an die jeweilige Anlage angepasst ist, installiert. So muss jeweils nur das Adapterstück getauscht werden. Der Turmstumpf kann auf einem variablen Spannfeld ebenso adaptiv verrückt werden. Statt dem Rotor ist das LAS, bestehend aus Motor und Non-Torque Loading (NTL) System, über die gelbe Welle und ein kurzes Adapterwellenstück angeflanscht. Das Dach der Gondel wurde deinstalliert, um die einfache Installation des Triebstranges über einen Hallenkran zu ermöglichen. Der Prüfstand wurde als Generalunternehmer von General Electric (GE) gebaut.

2.2.1 Motor

Der schwarze Motor in Abbildung 1.2 ist ein Direktantrieb von GE mit 4 MW Leistung, welcher ein weitaus dynamischeres Regelungsverhalten als ein schnell drehender Antrieb mit prüfstandsseitigem Getriebe ermöglicht. Die wichtigsten Kenndaten des Motors sind in Tabelle 2.1 zusammengefasst. Im HIL Betrieb wird dem Motor das Solldrehmoment

Tabelle 2.1: Kenndaten des Motors des WEA Systemprüfstandes am CWD der RWTH Aachen

Nennleistung P_{nenn}	4 MW
Nenndrehmoment T_{nenn}	2,7 MNm
Maximaldrehmoment T_{max}	3,4 MNm
Nenndrehzahl n_{nenn}	14 U/min
Maximaldrehzahl n_{max}	30 U/min

über eine Controller Area Network (CAN) Verbindung vom HIL System mitgeteilt. Über diese Verbindung werden auch die Solllasten für das NTL System übermittelt. Die Kommunikationsstruktur am Prüfstand wird später gesamtheitlich in Abschnitt 3.5.1 behandelt.

2.2.2 Non-Torque Loading System

Das NTL System von MTS Systems (MTS) ist die graue Box zwischen Motor und Gondel in Abbildung 1.2. Ihre Aufgabe ist es, dem Antriebsstrang Lasten in den restlichen fünf Freiheitsgraden aufzuprägen, um die reale Beanspruchung wie im Feld nachzustellen. Dabei verursacht der Wind neben dem Hauptdrehmoment t_x auch eine Schubkraft f_x , eine Querkraft f_y und ein Biegemoment t_z . Die Masse des Rotors selbst bewirkt eine Gravitationskraft f_z , welche besonders wichtig beim Prüfstandsbetrieb ist, da das Hauptlager auf das Vorhandensein dieser Kraft ausgelegt ist und sonst gar schneller degradieren würde. Das Biegemoment t_y wird sowohl von Wind als auch von der Masse des Rotors beeinflusst.

Das System ist aufgeschnitten in Abbildung 2.4 abgebildet. Dort ist zu erkennen, dass die durchlaufende Welle quasi um eine Scheibe erweitert ist. Vor und hinter der Scheibe sowie radial sitzen über den Umfang verteilt spielfreie, paarweise angeordnete Hydraulikaktuatoren, die eine Kraft auf die Welle ausüben können. Je nach Superposition der einzelnen Kolben lassen sich Kräfte in alle drei Raumrichtung oder aber Biegemomente in die zwei übrigen Richtungen einleiten. Die Nennwerte des Systems sind in Tabelle 2.2 zusammengefasst. Es können eine Schubkraft von $f_x = 4 \text{ MN}$ und Querkräfte bis zu $f_{yz} = 3,25 \text{ MN}$ aufgeprägt werden. Die Biegemomente erreichen Werte bis hin zu $t_{yz} = 7,2 \text{ MNm}$. Dem System selbst werden nur die Lastsollwerte übergeben, die dann unterlagert von dem System selbst geregelt werden.

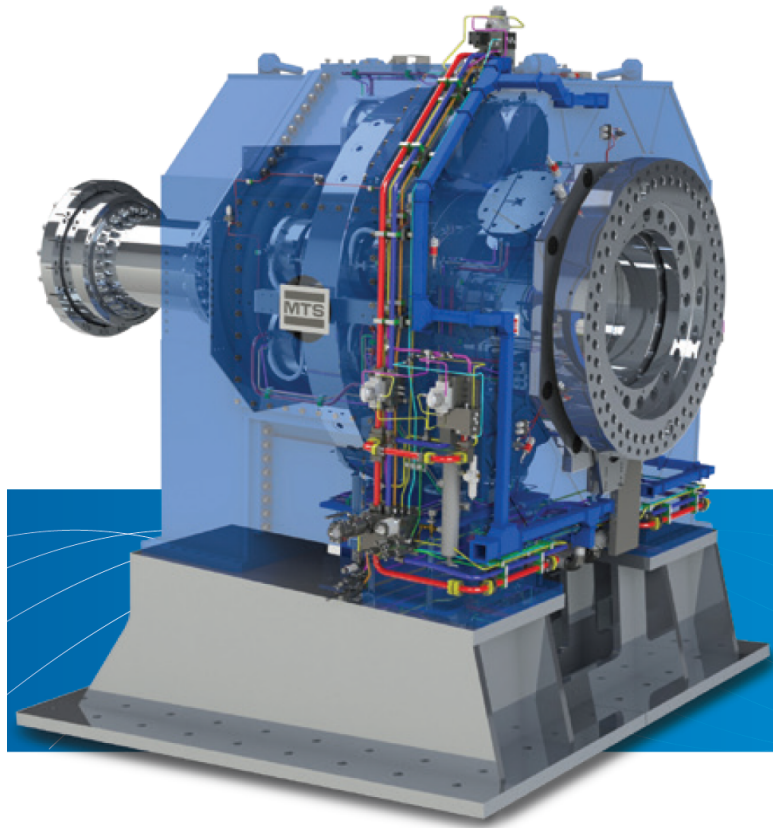


Abb. 2.4: Aufgeschnittene Darstellung des NTL Systemes des Systemprüfstandes am CWD der RWTH Aachen [70]

Tabelle 2.2: Kenndaten des NTL Systemes des Systemprüfstandes am CWD der RWTH Aachen

Schubkraft f_x	4 MN
Querkkräfte f_y und f_z	3,25 MN
Biegemomente t_y und t_z	7,2 MNm

2.2.3 Elektrisches System

Das elektrische System des Systemprüfstandes ist ebenso von GE und in Abbildung 2.5 schematisch dargestellt. Das elektrische Netz speist ein Active Front End (AFE), das wiederum einen DC-Zwischenkreis speist, von dem aus der Antriebsmotor versorgt wird. Ebenso speist in diesen ein Netzemulator über drei Phasen ein. Dieser ermöglicht es durch drei überlappende Umrichter hochdynamisch beliebige Netzzustände für die zu testenden Anlagen auf dem Prüfstand bereitzustellen. Über einen mehrzapfigen Transformator in Dreieck/Stern-Schaltung mit angeschlossenem Emulatorfilter zur Oberwellendämpfung

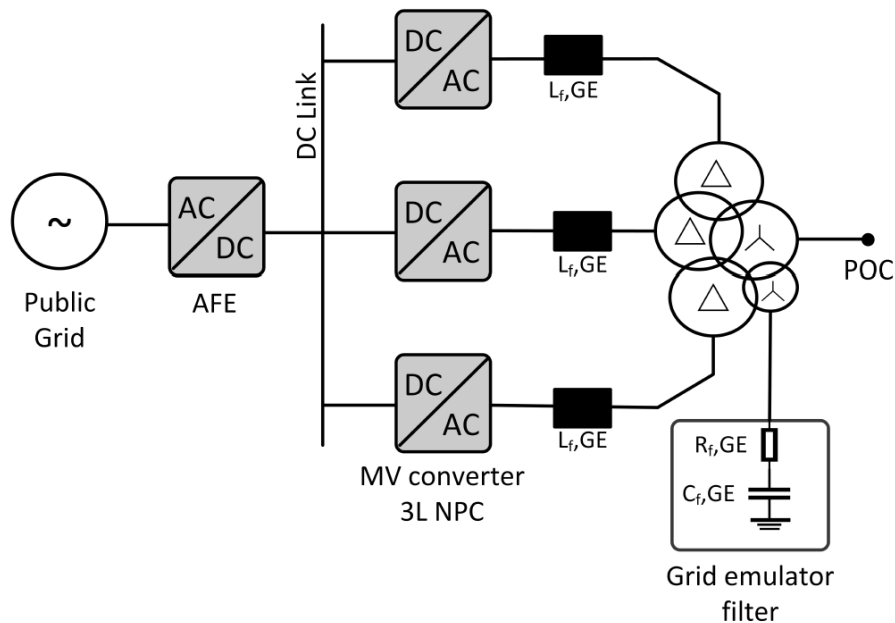


Abb. 2.5: Schematische Darstellung des elektrischen Systems des Systemprüfstandes am CWD der RWTH Aachen [29]

speist ebenso die WEA am Point of Connection (POC) in diesen Kreis ein. So ist es möglich, dass im Prüfbetriebsbetrieb lediglich die Verlustleistung nachgeliefert werden muss. Der Netzemulator kann beliebige Spannungs-, Frequenz- und Impedanzwerte bereitstellen, sodass zukünftig auch hier ein HIL System für größtmögliche Testvariabilität installiert werden soll. In dieser Arbeit ist diese Funktion jedoch noch nicht aktiv und alle Tests wurden mit einem elektrischen Nominalnetz durchgeführt. Alternativ kann die Anlage direkt an das elektrische Netz angeschlossen werden. Der Netzemulator hat eine Nennleistung von $P_{\text{ele}} = 17 \text{ MVA}$. Die NTL und die gesamte Prüfbetriebsperipherie werden weiterhin separat direkt aus dem Netz versorgt.

2.2.4 Betriebsarten

Der Systemprüfstand kann in drei verschiedenen Betriebsarten genutzt werden:

1. Drehzahlregelung
2. Drehmomentregelung
3. Hardware-in-the-Loop

In Drehzahlregelung folgt die Drehzahl einem vorgegebenen Sollwert und wird durch einen prüfstandsseitigen Regler sichergestellt. Dabei sollte die WEA in Drehmomentregelung betrieben werden, da sich die Regler ansonsten gegenseitig aufschwingen können. Wird der Prüfstand drehmomentgeregelt, so sollte die Anlage wiederum in Drehzahlregelung sein, damit die Drehzahl kontrolliert werden kann. Eine Drehmomentregelung von beiden Seiten ist möglich, aber relativ riskant. In diesem Fall sollte das Szenario vorab simuliert und die Drehmomentprofile genau aufeinander abgestimmt werden, da sonst die Einhaltung der Drehzahlgrenzen nicht garantiert ist.

Der HIL Betrieb wurde erstmalig in dieser Arbeit mit einer WEA bei dieser Leistung realisiert. Es ist ein zentraler Punkt dieser Arbeit und wird detailliert in Kapitel 4 beschrieben. Grundsätzlich können HIL Systeme mannigfaltiger Art sein, je nachdem welche Komponenten der zu testenden Anlage physikalisch vorhanden und welche virtuell sind. Über die grundsätzlich verschiedenen Arten von HIL Systemen wird im nächsten Abschnitt eine kurze Einführung gegeben, die auch die besonderen regelungstechnischen Maßnahmen im vorliegenden Fall motivieren.

2.3 Hardware-in-the-Loop Arten

HIL Systeme sind heutzutage sehr verbreitet und werden intensiv zu Entwicklungs- und Testzwecken verwendet. Es existieren verschiedene Arten von HIL, wobei in dieser Arbeit die Unterscheidung in Signal- (SHIL), Power- (PHIL) und Mechanical-Level HIL (MHIL) relevant ist. Diese sind in den folgenden Abbildungen 2.6, 2.7 und 2.8 strukturell miteinander verglichen.

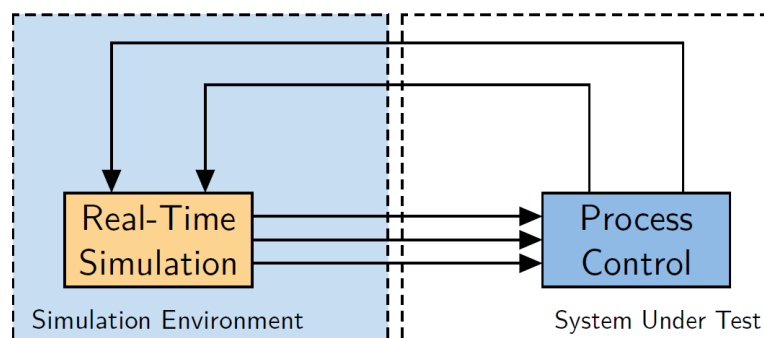


Abb. 2.6: Struktur eines Signal-Level Hardware-in-the-Loop Systems [78]

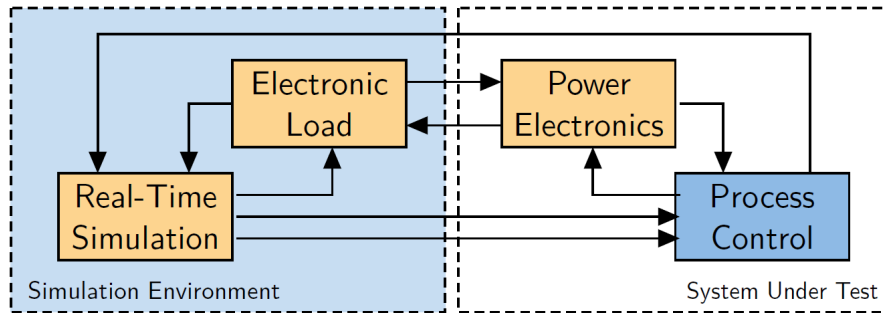


Abb. 2.7: Struktur eines Power-Level Hardware-in-the-Loop Systems [78]

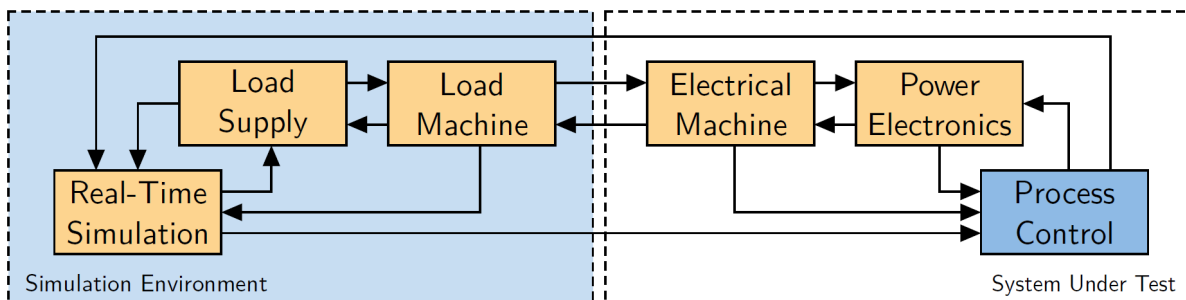


Abb. 2.8: Struktur eines Mechanical-Level Hardware-in-the-Loop Systems [78]

Beim SHIL läuft die entwickelte Regelung auf einem Steuergerät und tauscht mit einer Echtzeitsimulation ihrer Umgebung Signale aus. Diese ist der klassische Fall, der üblicherweise unter HIL verstanden wird.

Beim PHIL dagegen wird innerhalb des System under Test (SUT) nicht nur ein Steuergerät, sondern auch ein leistungselektronisches Bauteil erprobt. Dementsprechend muss auch auf der Simulationsseite eine elektrische Last vorhanden sein, die durch die Echtzeitsimulation geregelt wird. Hier werden nicht mehr nur Signale, sondern auch elektrische Leistung ausgetauscht, sodass für die Stabilität und Korrektheit des Gesamtsystems von großer Relevanz ist, mit welcher Dynamik die Leistungsgrößen eingeregelt werden können.

Werden nun sowohl auf SUT als auch auf Simulationsseite ebenso eine Antriebs- beziehungsweise Abtriebsmaschine inkludiert, so resultiert die auch am Systemprüfstand vorliegende Struktur namens MHIL. So können bei korrekter Auslegung auch Systeme mit teils physikalischen, teils virtuellen Komponenten getestet werden. Allerdings ist die unterlagerte Regelung der aufzuprägenden Lasten von großer Bedeutung. Dies wird in Kapitel 4 intensiv adressiert. Weitergehende Literatur zu den unterschiedlichen HIL

Systemen und den notwendigen Regelungen findet sich beispielsweise bei [21], [59], [84], [86], [83], [104], [80], [32], [55], [56] oder [58]. Dabei können die elektrischen Probleme relativ gut auf ihre mechanischen Äquivalente übertragen werden.

3 Die Forschungswindenergieanlage

In diesem Kapitel wird die Forschungswindenergieanlage vorgestellt, die anschließend in der HIL Umgebung auf dem Systemprüfstand integriert wird. Ihr Aufbau mit den einzelnen Komponenten wird beschrieben und schließlich die Automatisierung und Regelung der Anlage präsentiert. Dabei werden die entsprechenden Modelle des angedockten Simulationsmodells jeweils mit den einzelnen Komponenten eingeführt.

Die Basis der Forschungswindenergieanlage bildet eine NEG Micon NM80/2750 mit einer Nennleistung von $P_{\text{nenn}} = 2,75 \text{ MW}$, die zuvor an der Nordsee nordwestlich von Husum ihren Dienst getan hat. Sie wurde deinstalliert und als Basis runderneuert und zu einer generischen Forschungswindenergieanlage umgebaut. Dabei wurden fast alle Komponenten überarbeitet oder ganz ausgetauscht und eine eigene Automatisierung in Kooperation mit der Siemens AG implementiert. Dies bietet den großen Vorteil des detaillierten Wissens über alle Komponenten der Anlage und der freien Publizierbarkeit, da keine kommerziellen Interessen im Weg stehen. Die Anlage wird außerdem dauerhaft am CWD der RWTH Aachen verfügbar sein.

Der Moment der Deinstallation ist in Abbildung 3.1 festgehalten. Sie hatte einen Rotorradius von $r_{\text{rot}} = 40 \text{ m}$ und eine Nabenhöhe von $h_{\text{nabe}} = 60 \text{ m}$ und war in der Windklasse II A eingeordnet. Die Kenndaten der Anlage sind in Tabelle 3.1 zusammengefasst. Die

Tabelle 3.1: Kenndaten der ursprünglichen WEA als Basis für die Forschungswindenergieanlage

Nennleistung P_{nenn}	2,75 MW
Rotorradius r_{rot}	40 m
Nabenhöhe h_{nabe}	60 m
Nenn Drehzahl n_{nenn}	17,5 U/min
Getriebe	PL-ST-ST, $i = 63,775$
Bauform Antriebsstrang	aufgelöst, 3-Punkt-Lagerung
Windklasse (IEC 61400)	II A



Abb. 3.1: Deinstallation der ursprünglichen Windenergieanlage nordwestlich von Husum an der Nordsee [81]

ursprüngliche aufgelöste Antriebsstrangkonfiguration mit einem dreistufigen Getriebe mit einer Planetenstufe und zwei Stirnradstufen und einer Übersetzung von $i = 63,775$ sowie einer 3-Punkt-Lagerung wurde beibehalten. Dabei wird der Rotor über ein Hauptlager abgestützt. Auch die ursprüngliche Nenndrehzahl von $n_{\text{nenn}} = 17,5 \text{ U/min}$ wurde beibehalten. Die ursprüngliche Anlage war nach IEC 61400 in die Windklasse II A eingeteilt.

3.1 Windmodul und aeroelastisches Rotormodell

Da auf dem Prüfstand der Rotor naturgemäß deinstalliert ist, bildet das Windmodul zusammen mit der aeroelastischen Rotorsimulation das Herzstück des in Kapitel 4 vorgestellten HIL Systems. Beide werden in den folgenden Abschnitten vorgestellt. Beide sind echtzeitfähig und prüfstandsbetriebadaptiert implementiert.

3.1.1 Windmodul

Das Windmodul generiert basierend auf den Benutzereingaben mittlere Windgeschwindigkeit v_{wind} , Turbulenzintensität und der etwaigen Triggerung eines Sonderereignisses ein dreidimensionales zeitlich veränderliches Windfeld über die Rotorfläche. Die Berechnung basiert auf dem Kaimal-Modell. Außerdem wurden besondere Anpassungen für den Echtzeitbetrieb vorgenommen, sodass die Windfelder im laufenden Betrieb überblendet werden können und so eine besonders effiziente Testung möglich ist.

Neben dem Normalwindprofil (NWP) können Sonderereignisse wie beispielsweise eine Extreme Operation Gust (EOG) getriggert werden, welche dem laufenden Windfeld überlagert und in Tabelle 3.2 zusammengefasst sind. Dabei ist die EOG von besonderem

Tabelle 3.2: Verfügbare Sonderereignisse im Windmodul

Abkürzung	Sonderereignis
NWP	Normalwindprofil
EWM1	Extremes Windgeschwindigkeitsmodell jährlich wiederkehrend
EWM50	Extremes Windgeschwindigkeitsmodell fünfzigjährlich wiederkehrend
EOG1	Extreme Betriebsbö jährlich wiederkehrend
EOG50	Extreme Betriebsböe fünfzigjährlich wiederkehrend
EDC+	Extreme Windrichtungsänderung in positive Richtung
EDC-	Extreme Windrichtungsänderung in negative Richtung
ECD+	Extreme kohärente Bö mit positiver Richtungsänderung
ECD-	Extreme kohärente Bö mit negativer Richtungsänderung
EWSz+	Extremer Windgradient bezüglich der z-Achse in positive Richtung
EWSz-	Extremer Windgradient bezüglich der z-Achse in negative Richtung
EWSy+	Extremer Windgradient bezüglich der y-Achse in positive Richtung
EWSy-	Extremer Windgradient bezüglich der y-Achse in negative Richtung

Interesse, da sie höchste Ansprüche sowohl an die Anlage selbst, aber auch an die Umsetzung durch das HIL System erfordert.

Um dies zu illustrieren ist in Abbildung 3.2 beispielhaft die Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit (blau) und ohne EOG (schwarz) gezeigt. Bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von $v_{\text{wind}} = 12 \text{ m/s}$ wurde eine EOG getriggert. Der Unterschied im Verlauf der Nabewindgeschwindigkeit mit ihrem besonders starken Gradienten ist bei circa $t = 185 \text{ s}$ deutlich zu sehen. Diese starke Überhöhung äußert sich ebenso in den von der aeroelastischen Simulation berechneten Lasten und gilt daher als kritischer Fall.

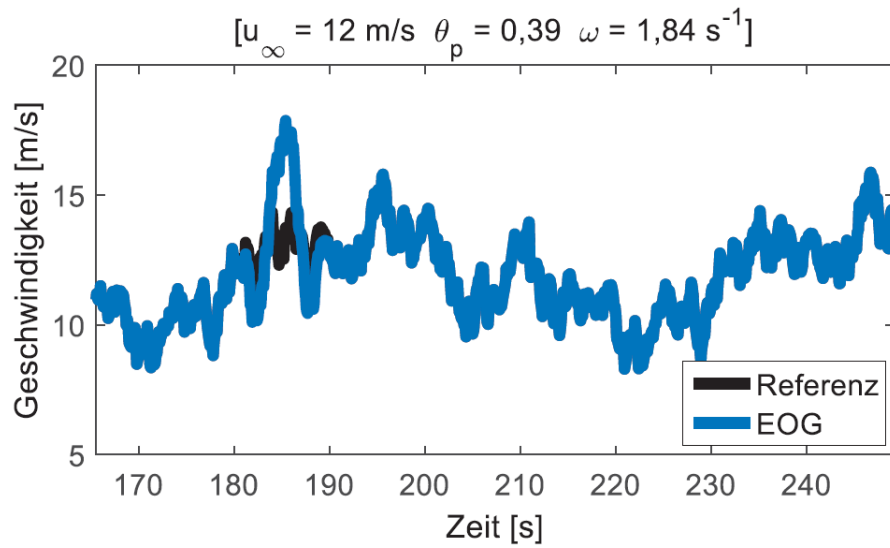


Abb. 3.2: Windfeld mit überlagerter EOG im Vergleich mit dem ursprünglichen Windfeld [4]

Das resultierende Rotordrehmoment ist in Abbildung 3.3 geplottet. Es ist klar zu se-

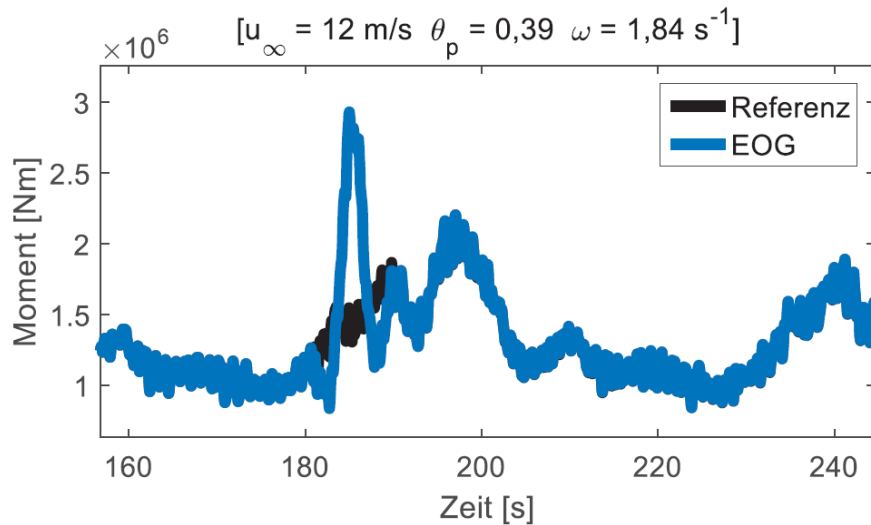


Abb. 3.3: Aus dem Windfeld mit überlagerter EOG resultierendes Rotordrehmoment [4]

hen, dass das Rotordrehmoment sehr schnell auf fast das Dreifache des ursprünglichen Wertes ansteigt und wieder abfällt. Dies führt einerseits zu starken Schwingungen im Antriebsstrang und Turm. Andererseits stellt es hohe Anforderung an die Emulation auf dem Prüfstand. Aufgrund ihres steilen Anstiegs der Windgeschwindigkeit in der Mitte und dem geringen Absinken kurz davor und kurz danach wird dieses Profil auch

Mexican Hat genannt. Das Windmodul wird genauer in [63] beschrieben. Alternativ zum vorgestellten Windmodul wurde ebenso eine Schnittstelle geschaffen, um Windfelder aus anderen Generatoren wie beispielsweise TurbSim des National Renewable Energy Laboratory (NREL) [73] einzulesen, sodass hier Flexibilität gegeben ist.

3.1.2 Rotormodell

Das Rotormodell kombiniert die aerodynamische Lastrechnung am Rotor mit einem strukturmechanischen Modell desselben. Es besteht aus verschiedenen Teilmodellen, die im Folgenden sukzessive vorgestellt werden. Das Modell ist echtzeitfähig bei gleichzeitig ausreichender Modellierungstiefe wie die Validierung des Gesamtsystems in Kapitel 5 später zeigen wird. Es wurde außerdem für das HIL System angepasst, beispielsweise bieten vergleichbare Modelle nicht die Möglichkeit bei Drehzahl $n_{\text{rot}} = 0$ U/min zu starten, was jedoch im Prüfstandsbetrieb unerlässlich ist.

Die Validierung hat anhand des Vergleichs der Simulationsergebnisse mit vom Hersteller der ursprünglichen WEA bereitgestellten Daten stattgefunden. Ebenso wurde eine Validierung anhand der generischen 5 MW WEA in der anerkannten Simulationsumgebung FAST [72] von NREL vorgenommen. Einen detaillierten Überblick über die RAISE genannte Umgebung zusammen mit dem im letzten Abschnitt vorgestellten Windmodul bietet [63].

3.1.2.1 Aerodynamik

Der Kern des Modells ist die Aerodynamik, für die ein Ansatz nach der Blattelementtheorie (BEM) gewählt wurde, da dieser den besten Kompromiss aus Laufzeit und Modellierungstiefe für die gegebene Anwendung darstellt. Um die Güte zu erhöhen wurden diverse Korrekturmodelle hinzugezogen, welche in Tabelle 3.3 mit dem von ihnen korrigierten physikalischen Effekt aufgelistet sind. Vor allem der Turmeinfluss ist von Bedeutung für unsere Anwendung, da dieser ein Grund für zusätzliche Lasten ist. Laufen die Blätter durch den sogenannten Turmschatten, in welchem die Windgeschwindigkeit etwas geringer ist, werden Drehmomentstöße in den Triebstrang leitet.

Tabelle 3.3: Korrekturmodelle im Aerodynamikmodell der WEA

Korrekturmodell	Physikalischer Effekt
Prandtl	Blattspitzen- und Blattwurzelverluste
Buhl	Induktionsfaktor
TUDk	zeitlicher Verlauf der induzierten Geschwindigkeiten
Beddos-Leishman	Dynamic Stall
Schepers	Gierfehler
Potentialtheorie	Turmeinfluss

3.1.2.2 Strukturmechanik

Im strukturmechanischen Teil des Modells wird die Verformung des Rotors im Wind berechnet. Dazu ist der Rotor mittels Balkentheorie als viele per Steifigkeit und Dämpfung verbundener lange schlanke Körper modelliert. Die Verformung im Wind verändert auch die lokale effektive Anströmung des Rotors und ist somit nicht vernachlässigbar. Aerodynamik und Strukturmechanik bilden zusammen das Aeroelastikmodell. Das aeroelastische Modell gibt schlussendlich die Lasten t_x , t_y , t_z , f_x , f_y und t_z in allen sechs Freiheitsgraden aus, wohlgemerkt für die reale Anlage im Feld. Diese müssen schließlich im HIL System noch korrigiert und korrekt auf die Anlage auf dem Prüfstand appliziert werden, was in Kapitel 4 erläutert wird.

3.1.2.3 Pitchverstellung

Schließlich ist das Verhalten von Sollpitchwinkel der WEA Steuerung ϑ_{soll} zu Istpitchwinkel ϑ_{ist} , welches durch die Trägheit der Pitchantriebe und der Blätter beeinflusst wird, als simples Verzögerungsglied zweiter Ordnung mit einer Dämpfung $D < 1$ modelliert:

$$\ddot{\vartheta}_{\text{ist}} + 2D\omega_0\dot{\vartheta}_{\text{ist}} + \omega_0^2\vartheta_{\text{ist}} = \omega_0^2K\vartheta_{\text{soll}} \quad (3.1)$$

In der Simulation hat sich gezeigt, dass dies für die Anwendung im HIL System ausreichend ist. Die Parameter wurden in Abstimmung mit dem WEA Hersteller gewählt.

3.2 Antriebsstrang

Der Antriebsstrang der WEA besteht aus einem Hauptlager, das den Rotor abstützt, einem Getriebe und einem Generator. Das Getriebe setzt die geringe Rotordrehzahl auf eine adäquate Drehzahl für den schnelllaufenden Generator hoch, wobei das Drehmoment verringert wird. Die Mikrogeometrie des Getriebes wurde angepasst und außerdem eine Drehmomentmesswelle vor dem Generator installiert. Im Getriebe allein wurden über 150 Sensoren verbaut und ebenso weitere an Generator und Hauptlager.

3.2.1 Modellierung

Der Antriebsstrang kann gemäß [50] in guter Näherung als ein System aus drei Trägheiten, die jeweils durch Steifigkeiten und Dämpfungen miteinander verbunden sind, modelliert werden. So wird je Feder-Dämpfer-Paar eine Eigenfrequenz abgebildet. Ein solches Modell ist in Abbildung 3.4 schematisch dargestellt. Zwar hat das originale System einen

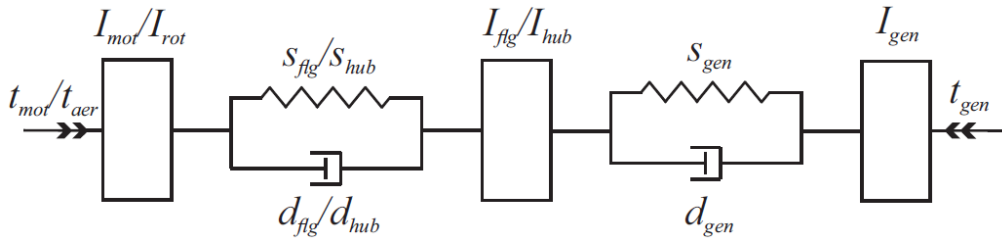


Abb. 3.4: Reduziertes Modell des Antriebsstranges der WEA im Feld und auf dem Prüfstand bestehend aus Trägheiten, Steifigkeiten und Dämpfungen [M9]

deutlich komplexeren Aufbau, jedoch bildet das abgebildete Modell das Verhalten des Antriebsstranges für die in dieser Arbeit notwendige Regelungs- und Simulationsaufgabe hinreichend gut ab. Für den weiteren Einsatz innerhalb einer MPR im weiteren Verlauf von Kapitel 4 ist außerdem ein rechenzeitaufwändiges Modell dieser Art ohnehin von Nöten.

Die drei Trägheiten werden für das Modell der WEA im Feld als Rotorträgheit I_{rot} , Nabenträgheit I_{hub} und Generatorträgheit I_{gen} bezeichnet und für das Modell der WEA auf dem Prüfstand Motorträgheit I_{mot} , Flanschrägheit I_{fla} und ebenso Generatorträgheit, Steifigkeiten und Dämpfungen entsprechend. Die detaillierte Simulation in einem MKS [64] hat gezeigt, dass die Trägheiten so physisch am besten verortbar sind und die weichen Stellen jeweils dazwischen liegen. Jedoch ist die Einteilung nicht scharf und die Trägheiten

dürfen nicht exakt als die Trägheiten der einzelnen Komponenten verstanden werden. Jedoch wurden diese Werte für eine initiale und bereits akzeptable Parametrierung genutzt. Gleiches gilt für die Steifigkeiten und Dämpfungen.

3.2.1.1 Der mechanische Triebstrang

Die Drehmomente an den Steifigkeiten lassen sich jeweils zu

$$t_{sij} = s_{ij}(\varphi_i - \varphi_j) \quad (3.2)$$

bestimmen, wobei t_{sij} das Drehmoment an der Steifigkeit zwischen den Trägheiten i und j und s_{ij} die entsprechende Steifigkeit bezeichnet. Analog bezeichnet t_{dij} das Drehmoment an der Dämpfung zwischen den Trägheiten i und j und d_{ij} die entsprechende Dämpfung in Gleichung 3.3.

$$t_{dij} = d_{ij}(\dot{\varphi}_i - \dot{\varphi}_j) \quad (3.3)$$

Außerdem gilt die vereinfachte Form des Drallsatzes wie in der folgenden Gleichung jeweils an allen Trägheiten I_i mit der entsprechenden Drehbeschleunigung $\ddot{\varphi}_i$.

$$I_i \ddot{\varphi}_i = \sum_i t_i \quad (3.4)$$

Außerdem definieren wir in Gleichung 3.5 den Winkelunterschied zwischen zwei Trägheiten i und j als $\Delta\varphi_{ij}$, was bei der anschließenden Formulierung im Zustandsraum einen Zustand spart.

$$\Delta\varphi_{ij} = \varphi_i - \varphi_j \quad (3.5)$$

Reibung ist in diesem Modell wohlwissentlich nicht mitmodelliert, da komplexere modular andockbare Modelle im FVA-Gondel-Projekt entwickelt wurden, hier aber der Fokus auf der Regelungsentwicklung liegt und hierfür die Reibung von untergeordneter Bedeutung ist.

3.2.1.2 Motor- und Generatoranregelung

Außerdem werden das Übertragungsverhalten sowohl des Motors als auch des Generators von Soll- t_{soll_i} zu Istmoment t_{ist_i} berücksichtigt. Dazu werden alle physikalischen Effekte gemeinsam vereinfachend als Verzögerungsglied erster Ordnung modelliert. Die

Zeitkonstante T_i ist empirisch aus Inbetriebnahmemessungen bestimmt. Die Differentialgleichung lautet dann wie in Gleichung 3.6.

$$t_{\text{ist}i} + T_i \dot{t}_{\text{ist}i} = t_{\text{soll}i} \quad (3.6)$$

3.2.1.3 Kommunikationstotzeit

Sowohl zwischen der WEA Steuerung und der Umrichtersteuerung zur Stellung des Generatordrehmomentes als auch zwischen dem HIL System und der Prüfstandsteuerung zur Stellung des Motordrehmomentes existieren digitale Busverbindungen, die in Abschnitt 3.5.1 genauer erläutert werden. Diese sorgen für nicht zu vernachlässigende Kommunikationstotzeiten T_{di} , was insbesondere für die Stabilität und Performanz der HIL Emulation relevant wird. Daher werden diese auch folgendermaßen modelliert:

$$y_i(t) = u_i(t - T_{\text{di}}) \quad (3.7)$$

Dabei summieren die T_{di} die gerade beschriebenen Kommunikationstotzeiten, aber auch weitere Verzögerungen aufgrund der Taskberechnungszeiten. Sie wurden empirisch aus Inbetriebnahmemessungen bestimmt.

3.2.1.4 Formulierung im Zustandsraum

Nun werden die Gleichungen aus den letzten Abschnitten zusammengefasst und in den Zustandsraum 3.8 und 3.9 umformuliert.

$$\dot{\mathbf{x}}(t) = \mathbf{A}\mathbf{x}(t) + \mathbf{B}\mathbf{u}(t) \quad (3.8)$$

$$\mathbf{y}(t) = \mathbf{C}\mathbf{x}(t) + \mathbf{D}\mathbf{u}(t) \quad (3.9)$$

Dabei bezeichnen fett gedruckte Kleinbuchstaben Vektoren und Großbuchstaben Matrizen. Gleichung 3.8 wird als Eingangs-, Gleichung 3.9 als Ausgangsgleichung bezeichnet. $\mathbf{x}(t)$ sind die Zustände des Systems und $\mathbf{u}(t)$ die Eingänge. Daraus resultieren die Ausgänge $\mathbf{y}(t)$. $\mathbf{B}$ ist die Eingangs- und $\mathbf{C}$ die Ausgangsmatrix. Die Dynamik des Systems wird maßgeblich von der Systemmatrix $\mathbf{A}$ bestimmt. Schließlich ist $\mathbf{D}$ die Durchgangsmatrix.

Die Stellgrößen sind das Motorsoll- t_{motset} und das Generatoristdrehmoment t_{genact} :

$$\mathbf{u} = \begin{pmatrix} t_{\text{motset}} \\ t_{\text{genact}} \end{pmatrix} \quad (3.10)$$

Die internen Zustände der Zustandsraumformulierung ergeben sich aus den Umformungen wie in Gleichung 3.11.

$$\mathbf{x} = \begin{pmatrix} t_{\text{motact}} \\ \dot{\varphi}_{\text{mot}} \\ \dot{\varphi}_{\text{fla}} \\ \dot{\varphi}_{\text{gen}} \\ \Delta\varphi_{\text{motfla}} \\ \Delta\varphi_{\text{flagen}} \end{pmatrix} \quad (3.11)$$

Als Ausgang wird die Generatordrehzahl $\dot{\varphi}_{\text{gen}}$ gewählt:

$$\mathbf{y} = (\dot{\varphi}_{\text{gen}}) \quad (3.12)$$

Daraus ergibt sich die Systemmatrix laut Gleichung 3.13 zu:

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} -\frac{1}{T_{\text{mot}}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{1}{T_{\text{mot}}} & -\frac{d_{\text{fla}}}{I_{\text{mot}}} & \frac{d_{\text{fla}}}{I_{\text{mot}}} & 0 & -\frac{c_{\text{fla}}}{I_{\text{mot}}} & 0 \\ 0 & \frac{d_{\text{fla}}}{I_{\text{fla}}} & -\frac{d_{\text{fla}}+d_{\text{gen}}}{I_{\text{fla}}} & \frac{d_{\text{gen}}}{I_{\text{fla}}} & \frac{c_{\text{fla}}}{I_{\text{fla}}} & -\frac{c_{\text{gen}}}{I_{\text{fla}}} \\ 0 & 0 & \frac{d_{\text{gen}}}{I_{\text{gen}}} & -\frac{d_{\text{gen}}}{I_{\text{gen}}} & 0 & \frac{c_{\text{gen}}}{I_{\text{gen}}} \\ 0 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & -1 & 0 & 0 \end{pmatrix} \quad (3.13)$$

Bei der Umformung wurde die Durchgangsmatrix eliminiert. Dann lautet die Eingangsmatrix:

$$\mathbf{B} = \begin{pmatrix} \frac{1}{T_{\text{mot}}} & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{I_{\text{gen}}} \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{pmatrix} \quad (3.14)$$

Mit der Ausgangsmatrix wird lediglich der entsprechende Ausgang aus den Zuständen

ausgewählt:

$$\mathbf{C} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \end{pmatrix} \quad (3.15)$$

3.2.2 Grey-Box-Identifikation

Das in Abschnitt 3.2.1 vorgestellte Modell wurde initial mit Bauteilwerten, Erkenntnissen aus der MKS der Anlage und mit Erfahrungswerten parametrisiert, was bereits zu einem akzeptablen Ergebnis führte. Um jedoch Modell und Experiment so nah wie möglich zueinander zu bringen, wurde anschließend eine Grey-Box-Identifikation durchgeführt, welche im Folgenden beschrieben wird.

Dazu wurden auf dem Prüfstand eine Reihe von Messdaten mit synthetischen Eingangsdrehmomenten aufgenommen und eine weitere zur Validierung. Am besten zur Identifikation geeignet haben sich Drehmomentsprünge von beiden Seiten des Triebstranges, da so die Eigenfrequenzen am besten angeregt werden. Dabei wurde nicht nur die Generatordrehzahl, sondern auch das Flanschdrehmoment an der NTL t_{fla} gemessen. Innerhalb des Modells wurde das Flanschdrehmoment wie in Gleichung 3.16 definiert.

$$t_{\text{fla}} = s_{\text{gen}}(\varphi_{\text{fla}} - \varphi_{\text{gen}}) + d_{\text{gen}}(\dot{\varphi}_{\text{fla}} - \dot{\varphi}_{\text{gen}}) \quad (3.16)$$

Es wurde als Summe aus den Drehmomenten innerhalb der verbindenden Steifigkeit t_{sge} und Dämpfung t_{dgen} gewählt.

Eine Messreihe enthält N Abtastpunkte und wird in der Messmatrix $\mathbf{M}_y$ zusammengefasst, siehe Gleichung 3.17.

$$\mathbf{M}_y = (\mathbf{y}_{m-1}, \dots, \mathbf{y}_{m-N}) \quad (3.17)$$

Dabei bestehen die Messvektoren an jedem Zeitpunkt aus dem Flanschdrehmoment und der Generatordrehzahl:

$$\mathbf{y}_m = \begin{pmatrix} t_{\text{fla}} \\ \dot{\varphi}_{\text{gen}} \end{pmatrix} \quad (3.18)$$

Gleichermaßen wird die Eingangsmatrix über alle Abtastpunkte definiert, vergleiche Gleichung 3.19:

$$\mathbf{M}_u = (\mathbf{u}_{m-1}, \dots, \mathbf{u}_{m-N}) \quad (3.19)$$

Die Eingänge in das System sind die beiden synthetisch gewählten An- und Abtriebsmomente.

$$\mathbf{u}_m = \begin{pmatrix} t_{\text{mot}} \\ t_{\text{gen}} \end{pmatrix} \quad (3.20)$$

Die zu identifizierenden Parameter sind dann im Parametervektor Θ zusammengefasst.

$$\Theta = (I_{\text{mot}}, I_{\text{fla}}, I_{\text{gen}}, d_{\text{fla}}, d_{\text{gen}}, c_{\text{fla}}, c_{\text{gen}}) \quad (3.21)$$

Die Eingangsdrehmomente aus dem Experiment werden anschließend in das existierende Modell gespeist, sodass sich die simulierten Ausgangswerte des Systemprüfstandes $\hat{\mathbf{y}}_{\text{STB-id}}$ ergeben. Auch diese werden in der Matrix $\mathbf{S}_y$ zusammengestellt:

$$\mathbf{S}_y = (\hat{\mathbf{y}}_{\text{STB-id-1}}, \dots, \hat{\mathbf{y}}_{\text{STB-id-N}}) \quad (3.22)$$

Dabei gilt:

$$\hat{\mathbf{y}}_{\text{STB-id}} = f(\Theta, \mathbf{u}_m) \quad (3.23)$$

Die geschätzten Ausgangswerte sind nicht nur abhängig von den Eingangswerten, sondern auch von den Parametern.

Nun wird die Parameterschätzung mit der Simulink Design Optimization Toolbox durchgeführt. Die typische quadratische Kostenfunktion wird so definiert, dass sie die Abweichung zwischen gemessenen und mit dem identifizierten Modell simulierten Ausgangswerten bestraft und in der Optimierung minimiert wie im ersten Term der folgenden Gleichung.

$$\Theta_{\text{opt}} = \arg \min_{\Theta} \left(\left\| \mathbf{M}_y - \mathbf{S}_y(\Theta) \right\|^2 + \left\| \omega_2 - \max |\text{eig}(\mathbf{A}(\Theta))| \right\|^2 \right) \quad (3.24)$$

Der zweite Term ist notwendig, da die zweite Eigenfrequenz ω_2 des Antriebsstranges in den Messdaten nicht hinreichend enthalten ist aufgrund zu geringer Abtastung von $f_s = 100 \text{ Hz}$ und die Optimierung ansonsten keine physikalisch sinnvollen Werte findet. So wird sichergestellt, dass die höchste im Modell enthaltene Eigenfrequenz nicht zu weit von der zu erwartenden Eigenfrequenz abweicht. Diese Frequenz ist aus der MKS bekannt. Das hier vorgestellte Vorgehen ist angelehnt an jenes aus [52].

Die resultierenden Parameter für die Trägheiten, Steifigkeiten und Dämpfungen der Antriebsstrangmodelle sind in Tabelle 3.4 aufgelistet.

Tabelle 3.4: Parameter der Antriebsstrangmodelle der WEA im Feld und auf dem Systemprüfstand

Parameter	Einheit	Systemprüfstand	Windenergieanlage
$I_{\text{mot}}/I_{\text{rot}}$	kgm^2	$80 \cdot 10^3$	$1,5 \cdot 10^6$
$I_{\text{fla}}/I_{\text{hub}}$	kgm^2	$33 \cdot 10^3$	$1,78 \cdot 10^6$
I_{gen}	kgm^2	$1 \cdot 10^6$	$1 \cdot 10^6$
$s_{\text{fla}}/s_{\text{hub}}$	Nm/rad	$370 \cdot 10^6$	$273 \cdot 10^6$
s_{gen}	Nm/rad	$230 \cdot 10^6$	$495 \cdot 10^6$
$d_{\text{fla}}/d_{\text{hub}}$	Nms/rad	$20 \cdot 10^3$	$1,4 \cdot 10^6$
s_{gen}	Nms/rad	$200 \cdot 10^3$	$1,4 \cdot 10^6$

Damit haben die beiden Modelle der Antriebsstränge der WEA im Feld und auf dem Systemprüfstand jeweils die Eigenfrequenzen f_1 und f_2 in Tabelle 3.5. Die WEA im Feld

Tabelle 3.5: Eigenfrequenzen der Antriebsstrangmodelle der WEA im Feld und auf dem Systemprüfstand

	WEA Feld	WEA Systemprüfstand
f_1	2,53 Hz	6,52 Hz
f_2	4,64 Hz	23,3 Hz

hat die Triebstrangeigenfrequenzen $f_1 = 2,53 \text{ Hz}$ und $f_2 = 4,64 \text{ Hz}$, die WEA auf dem Prüfstand dagegen $f_1 = 6,52 \text{ Hz}$ und $f_2 = 23,3 \text{ Hz}$. Darin bestätigt sich die Vermutung, dass durch die geringere Trägheit auf dem Prüfstand und die höhere Anschlusssteifigkeit die Eigenfrequenzen des Systems stark ansteigen. Ohne weitere Maßnahmen würden also Schwingungsbilder getestet, welche im Feld so nicht vorhanden sind, sodass typische Schäden nicht reproduzierbar wären. Andererseits würden gegebenenfalls Schäden auftreten, die im Feld so nicht auftreten würden. Dies motiviert weiter eine HIL Regelung mit hoher Güte.

3.2.3 Validierung

Das aus den Identifikationsdaten geschätzte Modell des Flanschdrehmomentes der WEA auf dem Systemprüfstand ist in Abbildung 3.5 mit dem Validierungsdatensatz verglichen. Dabei springt bei konstantem Generator Drehmoment das Motordrehmoment bei circa $t = 0,3 \text{ s}$ auf einen höheren Wert, was die Verspannung und damit das Flanschdrehmoment erhöht. Das identifizierte Modell ist in orange, das Experiment in blau dargestellt. Die

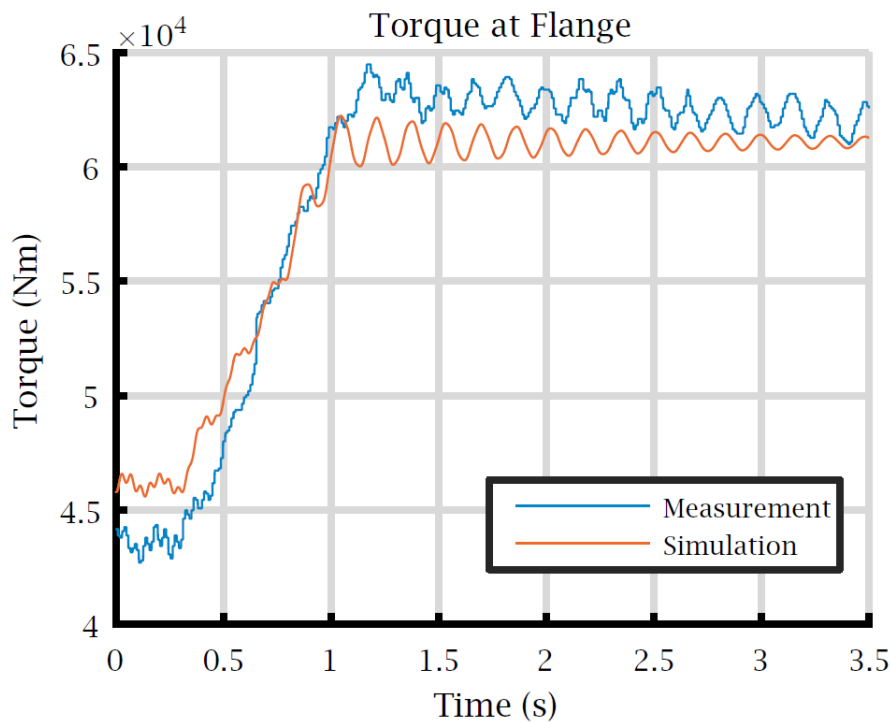


Abb. 3.5: Vergleich der Flanschdrehmomente aus identifiziertem Greybox-Modell des Antriebsstranges der WEA auf dem Systemprüfstand und dem Validierungsdatensatz [M8]

erste Eigenfrequenz des Antriebsstranges wird sehr gut und synchron abgebildet. Der leichte konstante Offset ist problemlos, da mit dem Modell vorrangig Drehzahlregelungen in dieser Arbeit ausgelegt werden sollen. Die zweite Eigenfrequenz ist in der Amplitude zu klein, um im Zeitsignal sichtbar zu sein, jedoch wird sie in der Frequenzanalyse des Versuchs in Abbildung 3.6 offenbar.

Hier ist die Leistungsdichte über der Frequenz aufgetragen. Die Messdaten sind blau, das identifizierte System orange. Der Frequenzgang verdeutlicht das gute Matching umso mehr. Auch die zweite Eigenfrequenz wird mit ihrer geringen Amplitude gut getroffen.

3.3 Elektrisches System

Das elektrische System der WEA besteht aus Generator, Umrichter und Transformator, welcher in dieser Arbeit nachrangig ist. Die ursprüngliche Anlage war mit einer Kombination aus doppelt gespeister Asynchronmaschine (DFIG) und Teilumrichter ausgestattet. Die

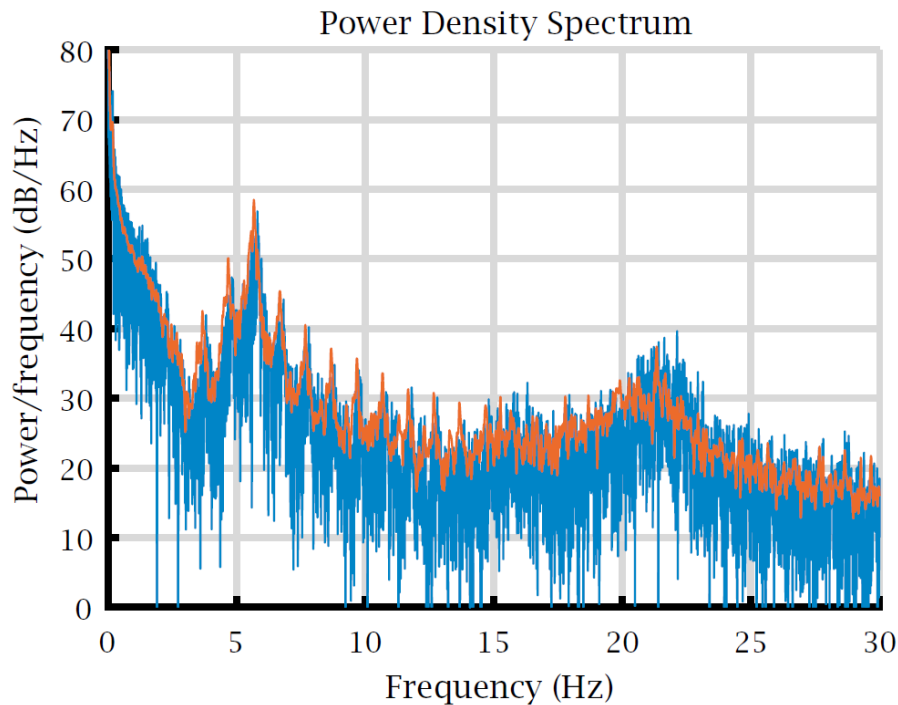


Abb. 3.6: Frequenzspektrum des Validierungsvergleiches des identifizierten Modelles der WEA auf dem Systemprüfstand und dem Experiment korrespondierend zum Zeitverlauf in Abbildung 3.5 [M8]

Forschungswindenergieanlage hingegen arbeitet mit einer DFIG mit kurzgeschlossenem Läufer und einem Vollumrichter.

3.3.1 Generator

Der Generator wurde erneuert und mit zusätzlicher Messtechnik ausgestattet. Seine Nennleistung entspricht der der Anlage bei einem Nenndrehmoment von $T_{\text{nenn}} = 24,7 \text{ kNm}$ und einer Nenndrehzahl von $n_{\text{nenn}} = 1100 \text{ U/min}$, was auf langsamdrehender Seite leicht unter der Nenndrehzahl der Anlage liegt. Er hat $p = 3$ Polpaare. Diese und mehr Daten sind in Tabelle 3.6 zusammengestellt. Im FVA-Gondel Projekt wurde ein detailliertes Modell des Generators aufgebaut, was jedoch für diese Arbeit nicht relevant ist.

Tabelle 3.6: Kenndaten des Generators der Forschungswindenergieanlage

Typ	doppelt gespeiste Asynchronmaschine mit kurzgeschlossenem Läufer
Nennleistung P_{nenn}	2,75 MW
Nenndrehzahl n_{nenn}	1100 U/min
Nenndrehmoment T_{nenn}	24,7 kNm
Nennspannung U_{nenn}	720 V
Nennstrom I_{nenn}	2564 A
Polpaarzahl p	3

3.3.2 Umrichter

Der Vollumrichter besteht aus drei parallelen Modulen und steht zusammen mit seinem Kühlsystem im Prüffeld neben dem Turmfuß, statt wie im Feld im Turm. Er wird durch eine Hauptsteuerung und drei unterlagerte Modulsteuerungen angesprochen. Die unterlagerte elektrische Regelung wird vom Umrichter selbst realisiert, sodass ihm direkt das Solldrehmoment oder die Blindleistung vorgegeben werden können. Die Verbindung zur WEA Hauptsteuerung ist in PROFIBUS ausgeführt. Das Kühlsystem hingegen wird direkt über digitale Ein- und Ausgänge gesteuert. Für den Umrichter existiert ein detailliertes Modell direkt vom Hersteller, der Siemens AG. Die Daten des Umrichters sind in Tabelle 3.7 zusammengefasst.

Tabelle 3.7: Kenndaten des Umrichters der Forschungswindenergieanlage am CWD der RWTH Aachen

Typ	Vollumrichter
Topologie	Vier-Quadranten-IGBT
Nennleistung P_{nenn}	2,75 MW
Netzspannung U_{netz}	690 V
Netzfrequenz f_{netz}	50 Hz $\pm$ 1,5 Hz
Schaltfrequenz	3,2 kHz/2,4 kHz
Taktung	synchron

3.4 Messsystem

Die WEA wurde mit einem professionellen Messsystem der Firma HBM mit weit mehr als 100 Sensoren ausgestattet. Diese sind über alle Komponenten der Anlage verteilt, insbesondere im Getriebe und führen zu großer Transparenz der Tests. Die Automatisierung der WEA ist jedoch so ausgelegt, dass sie nur die üblichen Sensoren benötigt. Das Messsystem wird auch von der WEA Steuerung über einen PROFIBUS mit einer Abtastzeit von $t_{\text{mesPRO}} = 10 \text{ ms}$ gespeist. Ebenso erhält es Daten aus dem HIL System über einen CAN-Bus mit der gleichen Abtastzeit $t_{\text{mesCAN}} = 10 \text{ ms}$.

3.5 Automatisierungssystem

Das Automatisierungssystem der originalen WEA wurde im Kern entfernt und durch ein neues nach Stand der Technik mit eigener Software in Kooperation mit der Siemens AG ersetzt. Lediglich die Relais- und Schützstrukturen sowie wiederverwendbare Leitungen zu Sensoren und Aktuatoren wurde erhalten oder umgenutzt. Ebenso wurden Teile des Sicherheitssystems umgebaut und mit dem Sicherheitssystem des Prüfstandes und des Umrichters verbunden.

3.5.1 Architektur

In Abbildung 3.7 ist die Architektur des Steuerungssystems der WEA inklusive HIL System, welches in Kapitel 4 eingeführt wird, mit seiner Kommunikationsstruktur dargestellt. Das Automatisierungssystem der WEA besteht wie heutzutage üblich aus einer Hauptsteuerung und einer Pitchsteuerung. Falls die Hauptsteuerung ausfällt, so sind die wichtigsten Sicherheitsfunktionen noch durch die Pitchsteuerung abgedeckt und sie kann die Blätter aus dem Wind drehen und so die eingehende Energie beschränken. Zwar sind auf dem Prüfstand keine physischen Blätter vorhanden, trotzdem war das Ziel eine reale WEA Steuerung zu bauen und für alle zukünftigen Entwicklungen bereit zu sein. Alle Sensor- und Aktuatorverbindungen sind über je ein Peripheriemodul in der WEA und im Prüffeld realisiert. Im Prüffeld sind hier vor allem das Umrichter Kühlsystem und Transformatorsignale angebunden, innerhalb der Gondel alle anderen. Intern ist die WEA Automatisierung über PROFINET mit einer Abtastzeit von $t_{\text{WEAPROFI}} = 10 \text{ ms}$

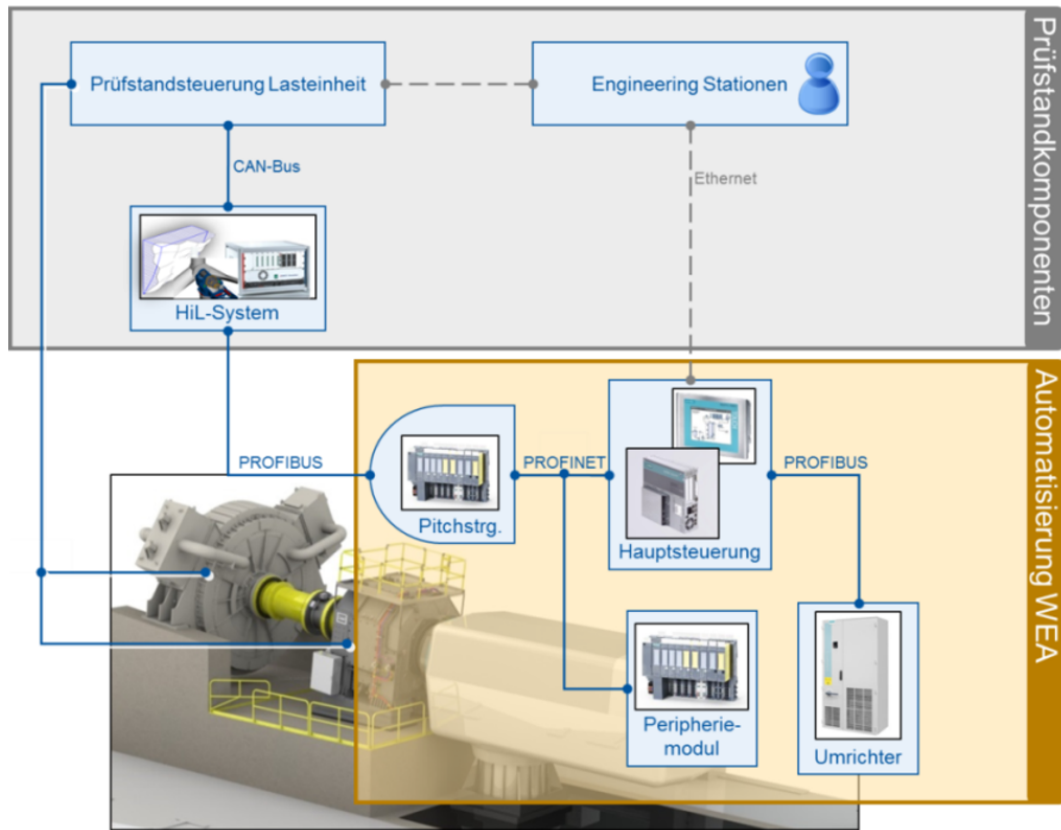


Abb. 3.7: Architektur des Automatisierungssystems der Forschungswindenergieanlage und des HIL Systems [4]

miteinander verbunden. Die Benutzerschnittstelle in der Leitwarte wird per Ethernet angesprochen. Der Umrichter wird über einen PROFIBUS angesprochen, wie in Abschnitt 3.3.2 beschrieben. Dieser arbeitet deutlich schneller aufgrund der elektrischen Zeitkonstanten.

Das HIL System ist ebenso über einen PROFIBUS mit einer Abtastzeit von $t_{\text{HILPRO}} = 10 \text{ ms}$ mit der Pitchsteuerung verbunden. Die Verbindung vom HIL System zur Prüfstandsteuerung ist schließlich mit einem CAN-Bus mit einer geringeren Abtastzeit von $t_{\text{HILCAN}} = 1 \text{ ms}$ ausgeführt, um die notwendige Dynamik über das LAS bestmöglich aufprägen zu können.

3.5.2 Hardware

Die Hauptsteuerung ist eine SIMATIC WinAC RTX auf einem SIMATIC IPC427 Embedded Pc. Diese bietet große Flexibilität und Rechenleistung für zukünftige Steuerungsentwicklungen. Außerdem bietet sie die Möglichkeit mittels des WinAC Target MATLAB/Simulink Modelle in die Steuerung per automatischer Codegenerierung zu inkludieren. Dies ist besonders vorteilhaft für das Ziel der durchgängigen und modularen Integration von WEA Steuerung, HIL System und Simulation, da Modelle aus der Simulation direkt auf die Steuerung geladen werden können.

Die Pitchsteuerung ist eine SIMATIC ET 200SP CPU, die Peripheriemodule vom Typ ET200SP. An diesen können jeweils beliebige Ein- und Ausgangsmodule angereiht werden zum Anschluss von Sensoren und Aktuatoren auf der Feldebene, wobei Reservemodule aller Art für zukünftige Entwicklungen vorgesehen wurden. Im Prüffeld ist ein KTP1200 Basic Human Machine Interface (HMI) verbaut, in der Leitwarte wird die Benutzerschnittstelle über WinCC realisiert. Außerdem sind die Steuerungen über unterbrechungsfreie Stromversorgungen (USV) bei einem Versorgungsausfall für etwa eine Minute gepuffert. Für das Sicherheitssystem wurden Komponenten der Firma Pilz mit entsprechender Zertifizierung verwendet. Das System wird über das TIA Portal projektiert.

Die für das Automatisierungssystem der Forschungswindenergieanlage verbauten Komponenten der Siemens AG sind in Tabelle 3.8 noch einmal zusammengefasst.

Tabelle 3.8: Hardware Komponenten der Siemens AG für das Automatisierungssystem der Forschungswindenergieanlage

Komponente	Hardware
Hauptsteuerung	SIMATIC WinAC RTX / SIMATIC IPC427 Embedded Pc
Pitchsteuerung	SIMATIC ET 200SP CPU
Peripheriemodule	SIMATIC ET 200SP
HMI	KTP1200 Basic

Abbildung 3.8 zeigt den großen Schaltschrank der WEA Automatisierung im Prüffeld. Hier ist in der untersten Reihe links das Peripheriemodul mit den angereihten Ein- und Ausgangsmodulen und rechts daneben ein Impulsverteiler für die Aufspaltung des Generator Drehzahlsignals an verschiedene Abnehmer. In der zweiten Reihe sind links



Abb. 3.8: Schaltschrank der WEA Automatisierung im Prüffeld mit Haupt- und Pitchsteuerung

USV und Pitchsteuerung zu sehen. Die Hauptsteuerung befindet sich in der vierten Reihe und in der obersten Reihe sind die gelben Sicherheitsmodule verortet.

3.5.3 Automatisierung

Die WEA ist ein komplexes System aus vielen einzelnen Komponenten. Bisher wurden lediglich die großen Hauptkomponenten vorgestellt, jedoch sind zu deren Funktion sehr viel periphere Sensorik und Aktuatorik notwendig. Beispielsweise müssen alle TriebstrangkompONENTEN geschmiert, gekühlt und deren Zustand überwacht werden.

Tabelle 3.9 gibt einen Überblick über einige beispielhafte Sensoren und Aktuatoren, um das Problem zu illustrieren. Eine erschöpfende Darstellung ist hier nicht möglich. Aber

Tabelle 3.9: Einige beispielhafte Sensoren und Aktuatoren der Automatisierung der Forschungswindenergieanlage

Sensoren	Aktuatoren
Temperatur Hauptlager	Pumpe Öl Hauptlager
Temperatur Öl Getriebe	Pumpe Öl Getriebe
Temperatur Transformator	Pumpe Filter Getriebe
Druck Kühlmittel Umrichter	Pumpe Öl Getriebe Analyse
Druck Öl Yaw	Pumpe Wasser Generator
Level gering Öl Getriebe	Pumpe Kühlmittel Umrichter
Verschleiß Bürsten Generator	Lüfter Schaltschrank

die Tabelle zeigt einige Sensoren und Aktuatoren, die automatisiert werden mussten, bevor die Anlage betrieben werden konnte. Dahinter liegt wiederum eine verzweigte Logik der Auswertung und Ansteuerung und ein Fehlermanagementsystem, das Probleme in Warnungen und Fehler einteilt und meldet oder die Anlage eigenständig stoppt. Bei geringem Öllevel im Getriebe beispielsweise würde die Anlage sofort stoppen, bei einer nur zeitweise erhöhten Temperatur im Schaltschrank nicht.

Die Basis für die Automatisierung bildete hier die sogenannte SIMATIC Wind Library der Siemens AG, in der bereits eine generische Struktur einer typischen WEA Steuerung gegeben ist. Die meisten Sensoren und Aktuatoren sind über das Peripheriemodul in einem kleinen Schaltschrank in der Gondel angebunden, welcher in Abbildung 3.9 gezeigt ist. Das Peripheriemodul mit den angereihten Ein- und Ausgangsmodulen ist in der unteren Reihe sichtbar.

3.5.4 Sicherheitssystem

Das Sicherheitssystem der ursprünglichen WEA wurde umgebaut und bidirektional mit dem des Prüfstandes verbunden. Ebenso wurde das Sicherheitssystem des Umrichters angebunden und eine Möglichkeit geschaffen, dass die WEA Steuerung selbst den Notaus auslösen kann. Somit triggert ein Notaus einer beliebigen Komponente oder innerhalb der Prüfhalle oder Leitwarte einen Notaus des Gesamtsystems. Alle Komponenten sind nach entsprechender Sicherheitszertifizierung mit Bauteilen der Firma Pilz ausgeführt. Damit



Abb. 3.9: Schaltschrank der WEA Automatisierung in der Gondel mit Peripheriemodul

ist das System für eine weitere Automatisierung vorbereitet. Zusätzlich ist der Notstopp des Prüfstandes an die Anlagensteuerung angebunden, um diesen bei mittelkritischen Fehlern zu triggern. Die entsprechenden Regeln sind in der Automatisierung hinterlegt.

3.5.5 Betriebsführung

Die überlagerte Betriebsführung der WEA Automatisierung ist in Abbildung 3.10 dargestellt. Sie hat die Betriebszustände Stillstand, Start, Hochlauf, Energieproduktion, Stopp oder Notstopp sowie einen manuellen prüfstandsspezifischen Betrieb. Im Stillstand ist entweder zu wenig Wind vorhanden als dass die Anlage wirtschaftlich betrieben werden kann, oder aber ein Stopp oder Notstopp haben stattgefunden. Die Turbine geht von dort, gesetzt den Fall, dass alle vorherigen Fehler quittiert sind, entweder gemäß ihrer gemittelten Windmessung über den Windsensor oder manuell in den Zustand Starten. Hier werden alle für den Betrieb notwendigen Nebenaggregate sukzessive eingeschaltet und relevante Sensoren überwacht. Werden hier keine Fehler detektiert, so geht die

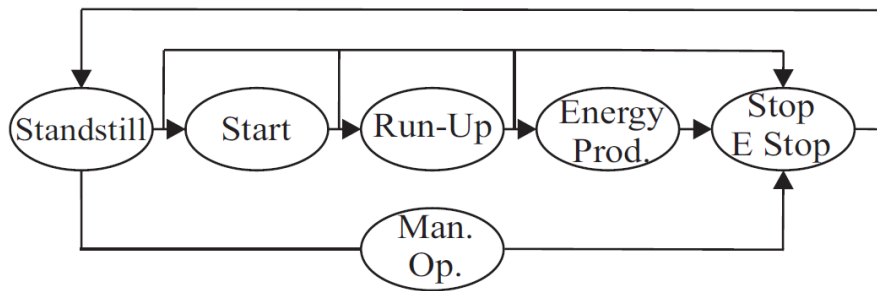


Abb. 3.10: Betriebsführung der Forschungswindenergieanlage mit manuellem Betriebszustand [M5]

Anlage in den Hochlauf über. Die Blätter werden in den Wind gepitcht, womit mechanische Leistung auf den Triebstrang appliziert wird und dieser beschleunigt. Außerdem wird das elektrische System auf die Synchronisation mit dem Netz vorbereitet. Ab dem Überschreiten einer gewissen Cutin-Drehzahl am Rande der Drehmomentkennlinie (siehe Abschnitt 3.5.6.1) von circa $n_{\text{cutin}} = 12 \text{ U/m}$ geht die Anlage in die Energieproduktion über. Die Betriebsführung ist ebenso innerhalb der Wind Library implementiert. Für das Modell wurde sie in MATLAB/Stateflow nachimplementiert und steht so der Simulationsumgebung zur Verfügung, um auch Start- und Stoppmanöver abbilden zu können.

Ein Stopp kann aus jedem beliebigen Betriebszustand entweder manuell oder durch die überwachenden Funktionen der Automatisierung getriggert werden. Als ersten Schritt warnt die Anlage nur vor einem eventuell bevorstehenden Stopp bei Überschreiten etwas enger gesetzter Warngrenzen, um schließlich bei den Abschaltgrenzen automatisiert herunter zu fahren. Die Notstopps werden bei besonders schwerwiegenden Fehlern oder händisch über die in der gesamten Anlage und Prüfstandhalle verteilten Notausköpfe ausgelöst. Diese schalten das System sofort spannungs- und lastfrei mit dem Nachteil, dass die Anlage austrudelt.

Der manuelle Betrieb ist ein prüfstandspezifischer Betriebsmodus, der zu Inbetriebnahmezwecken und für Tests mit synthetischen Lasten implementiert wurde. Hier sind alle Fehlerabfragen frei durch den Bediener veränderbar. Die Anlage ist auf das Drehen vorbereitet, jedoch wird das Generator Drehmoment händisch von der Bedienoberfläche der Windenergieanlagensteuerung gestellt.

3.5.6 Regelungskonzept

Das grundsätzliche Konzept der konventionellen WEA Regelung wurde schon in Abschnitt 2.1.2 eingeführt und wird hier nun für die Forschungswindenergieanlage konkretisiert. Dieses lässt sich anhand der Regelungsstruktur in Abbildung 3.11 relativ elegant umsetzen und wurde so implementiert. Dabei wird wieder in Teil- und Volllastbetrieb

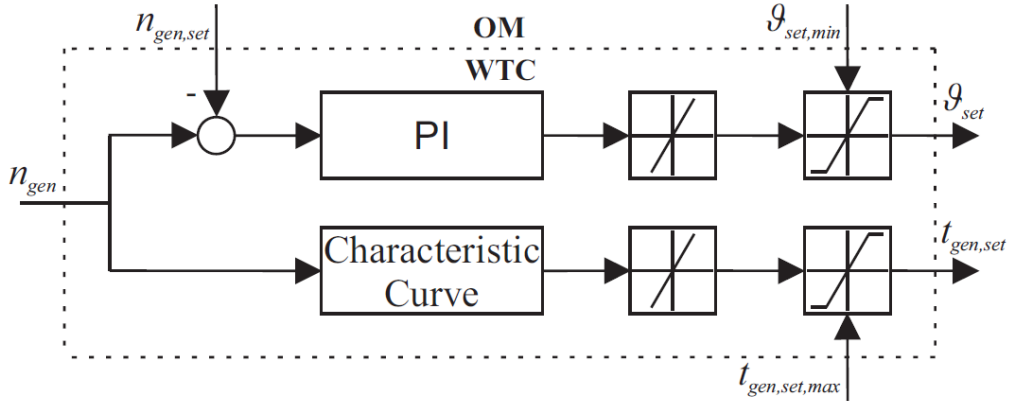


Abb. 3.11: Regelungsstruktur der Forschungswindenergieanlage mit Pitchregelung und Drehmomentkennlinie [M5]

unterschieden wie bereits zuvor.

In der Teillast sollten die Blätter ganz in den Wind gedreht sein und das Generator Drehmoment so eingestellt werden, dass Rotordrehzahl n_{rot} und damit die Schnelllaufzahl λ solcherart sind, dass die Anlage sich auf dem Grat des c_P -Kennfeldes aus Abbildung 2.2 befindet. Dieser Zusammenhang ist aus dem Kennfeld vorher offline optimierbar und kann als optimale Generator Drehmomentkennlinie in der Regelung hinterlegt werden. Indem einem PI-Regler als Drehzahlsollwert n_{genset} die Nenndrehzahl $n_{\text{enn}} = 17,5 \text{ U/min}$ vorgegeben wird, ist außerdem ein Pitchwinkel von $\vartheta = 0^\circ$ sichergestellt. In der Realität liegt der optimale Punkt nicht zwingend genau bei 0° , jedoch in einer Umgebung von circa $\pm 1^\circ$.

Im Volllastbetrieb ist vor allem der Pitchregler aktiv und dreht die Blätter bei Ausschlägen des Windes und damit der Drehzahl aus dem Wind. Schließlich werden beide Stellgrößen noch absolut und in der Rate gemäß ihrer physikalischen Beschränkungen limitiert. Dabei sind $\vartheta_{\text{setmin}}$ und $t_{\text{gensetmax}}$ Eingänge aus der überlagerten Betriebsführung mit denen in gewissen Betriebszuständen sichergestellt werden kann, dass das

Pitchwinkel oder Generatordrehmoment gewisse Werte nicht unter- beziehungsweise überschreiten. Die Regelung ist einerseits direkt auf der WEA Steuerung und andererseits in MATLAB/Simulink und über das WinAC Target wie in Abschnitt 3.5.2 beschrieben implementiert, womit auch hier Durchgängigkeit zwischen Simulation und Prüfstand besteht.

3.5.6.1 Generatordrehmomentkennlinie und resultierende Leistungskurve

Die Generatorkennlinie wurde aus dem wie im letzten Abschnitt beschrieben aus dem Kennfeld des Leistungsbeiwertes offline optimiert und ist in Abbildung 3.12 geplottet. Hier

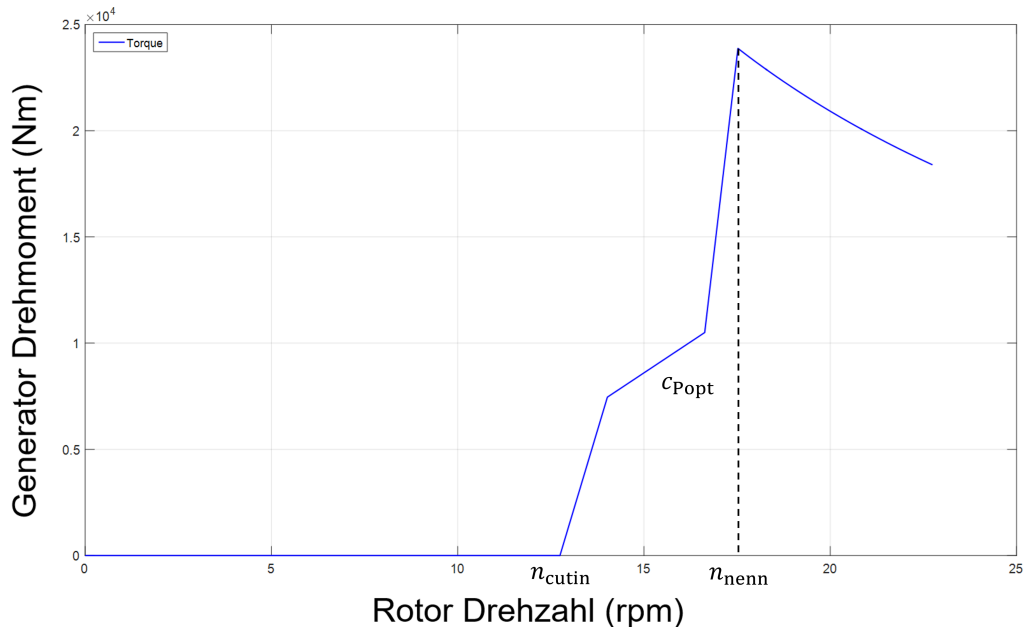


Abb. 3.12: Kennlinie des Generatordrehmomentes der WEA Regelung

ist das zu stellende Generatordrehmoment bezogen auf die schnell drehende Welle über der Rotordrehzahl aufgetragen. Unterhalb der Cutin-Drehzahl wird kein Drehmoment appliziert und somit keine Energie produziert. Ab der Cutin-Drehzahl steigt das Generatordrehmoment relativ schnell linear an, bis es den Ast des optimalen c_P erreicht. Diesem wird dann im Teillastbereich gefolgt, bis schließlich dieser Pfad wiederum verlassen und auf die Nennleistung bei einer Nenndrehzahl von circa $n_{\text{nenn}} = 17,5$ U/min hochgerampt wird. Ab dieser sinkt das Generatordrehmoment nun abhängig von der Drehzahl wieder ab, um die Leistung auch bei Windböen konstant zu halten. Hier würden sich unterschiedliche

Ansätze anbieten. Einerseits der implementierte, um die Leistung konstant zu halten. Allerdings hat dieser den Nachteil, dass bei einer Störung der Drehzahl nach oben das Gegendrehmoment weiter sinkt und somit ein mitkoppelndes beschleunigendes Verhalten zu beobachten ist. Dementgegen wäre es ebenso möglich, die Leistung mit steigender Drehzahl weiter ansteigen zu lassen, um die Anlage zurück zur Nenndrehzahl zu zwingen, womit aber Leistungsspitzen einhergehen würde. Ein Mittelweg wäre es, das Generator-drehmoment ab diesem Punkt über die Drehzahl konstant verlaufen zu lassen. In der Praxis hat sich jedoch gezeigt, dass das mitkoppelnde Verhalten von akzeptabler Natur ist und die so sehr konstant gehaltene Leistung es wert ist, dies in Kauf zu nehmen.

Insbesondere der Übergangsbereich zwischen Teil- und Vollast ist aus schwingungstechnischer Perspektive problematisch, da hier das Generatordrehmoment im besonders steilen Teil der Kennlinie bereits stark auf geringe Drehzahländerungen reagiert bei gleichzeitiger Pitchaktivität, sodass hier die Regelung gut abgestimmt und erprobt sein muss. Dies bietet auch eine besondere Herausforderung für das HIL System.

Die aus der statischen Rechnung resultierende Leistungskurve der Anlage ist nun in Abbildung 3.13 gezeigt. Hier ist die Leistung über der mittleren Windgeschwindigkeit

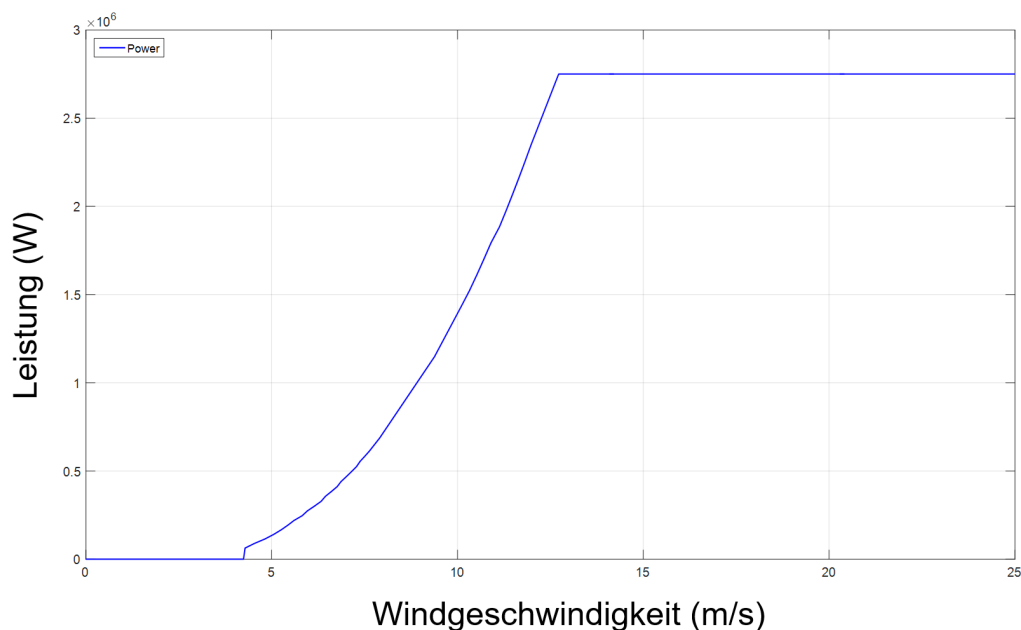


Abb. 3.13: Statische Leistungskurve der Forschungswindenergieanlage resultierend aus der Drehmomentkennlinie in Abbildung 3.12

aufgetragen. Die Anlage produziert, wie bereits zuvor diskutiert, unterhalb der Cutin-

Windgeschwindigkeit keine Leistung. Ab der Cutin-Windgeschwindigkeit von circa $v_{\text{cutin}} = 4 \text{ m/s}$ springt die Anlage auf die optimale Leistungskurve und verfolgt diese bis zur Nennleistung. Dies ist die maximale Leistung für die die Anlage ausgelegt ist und ab der diese beschränkt werden muss. Schließlich muss die Anlage aber bei Sturm ab der Cutout-Windgeschwindigkeit von $v_{\text{cutin}} = 25 \text{ m/s}$ herunterfahren.

Die dargestellte Leistungskurve gilt für den optimalen statischen Fall, die real produzierte Leistung bewegt sich immer leicht um diese herum. Stochastisch gemittelt wird diese jedoch sehr gut getroffen. Die Leistungskurve ist ein zentrales Kriterium zur Validierung des HIL Systems und auch der Simulation und wird im Ergebnis-Kapitel 5 ausgewertet. Sie ist außerdem ein wichtiges Instrument für die Planung von WEA an neuen Standorten, da mit ihr auch eine erste Wirtschaftlichkeitsanalyse bei bekannten Wetterdaten möglich ist.

3.5.6.2 Pitchregelung

Als Pitchregelung wird in der konventionellen WEA Regelung meist eine simple PI-Regelung verwendet, so auch hier. Das Reglergesetz im Laplacebereich lautet:

$$G_{\text{PIpitch}}(s) = K_{\text{pitch}} \left(1 + \frac{1}{T_{\text{pitch}} s} \right) \quad (3.25)$$

Hier sind die Verstärkung K_{pitch} und die Zeitkonstante T_{pitch} zu bestimmen. Zuerst wird aber ein weiterer Blick auf das Kennfeld des Leistungsbeiwertes in Abbildung 2.2 geworfen. Hier ist relativ einfach zu erkennen, dass der Grat der Fläche über dem Pitchwinkel immer stärker abfällt. Damit ist zu vermuten, dass ein simples lineares Reglergesetz für eine performante Regelung nicht ausreicht. Um den Effekt zu quantifizieren wurde die numerische Ableitung des c_P -Wertes in Richtung des Pitchwinkels berechnet und über dem Pitchwinkel aufgetragen.

Diese Sensitivität ist in Abbildung 3.14 dargestellt. Dabei ist ein nahezu perfekt lineares Verhalten erkennbar. Diese Verhältnismäßigkeit kann invertiert und als Gain Scheduling der Verstärkung K_{pitch} des PI-Reglers vorgeschaltet werden, womit eine Linearisierung erreicht wird.

Die beiden Parameter der PI-Regelung wurden anschließend händisch in der Simulation ausgelegt und im Experient nachjustiert. Die resultierende Regelung der WEA zeigt sehr

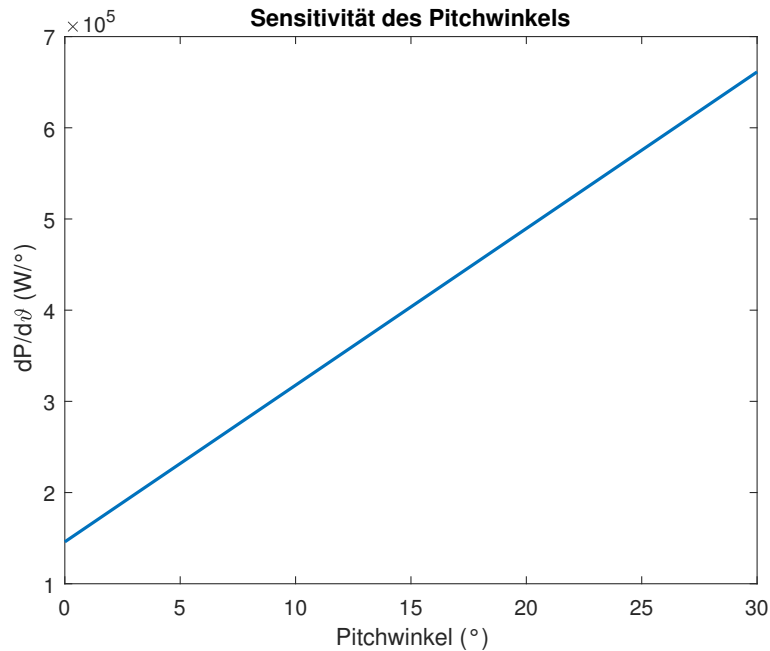


Abb. 3.14: Sensivität der Rotorleistung über dem Pitchwinkel, numerisch berechnet aus dem Kennfeld des Leistungsbeiwertes in Abbildung 2.2

gute Ergebnisse und wird inhärent in Kapitel 5 bei der simulativen und experimentellen Auswertung im Gesamtsystem analysiert.

3.5.7 Benutzeroberfläche

Der Benutzer kann entweder über ein HMI im Schaltschrank der WEA Automatisierung im Prüffeld oder aber per WinCC auf dem Engineeringrechner in der Leitwarte auf die WEA Automatisierung zugreifen. Außerdem ist die Projektierung über das TIA Portal von diesem Rechner aus möglich. Auch das HIL System wird von diesem Rechner aus gesteuert und projiziert, sodass der gesamte HIL Betrieb von diesem Rechner aus gesteuert werden kann, sobald der Prüfstand von der Hauptsteuerung nebenan hochgefahren und die Autorität an das HIL System übergeben wurde.

Der eingerichtete Arbeitsplatz in der Leitwarte ist in Abbildung 3.15 gezeigt. Die Leitwarte bietet weiterhin einen guten Blick über das Prüffeld und es sind zusätzlich Kameras in der Gondel installiert. Aus der Leitwarte ist es bei einem Problem auch möglich, den



Abb. 3.15: Projektierungs- und Bedienrechner sowohl für die Forschungswindenergieanlage als auch das HIL System in der Leitwarte des Systemprüfstandes am CWD der RWTH Aachen mit Blick über das Prüffeld

Notaus zu triggern. Trotz der relativ einfachen Bedienbarkeit des entwickelten Systems ist aus Sicherheitsgründen immer ein Betrieb mit mindestens zwei Personen vorgesehen.

Die Benutzeroberfläche der WEA Steuerung wurde auf Basis der SIMATIC Wind Library der Siemens AG aufgebaut und ist in Abbildung 3.16 dargestellt, in diesem Fall auf dem HMI im Schaltschrank im Prüffeld. Die Benutzeroberfläche ist professionell mit ansprechender Visualisierung implementiert und bietet die Möglichkeit die Anlage zu überwachen, zu steuern und Fehler zu analysieren.

In der Mitte ist der aktuelle Zustand innerhalb der Betriebsführung visualisiert. Hier ist noch der Schlafmodus der Anlage ergänzt, in dem quasi nur die Steuerung aktiv, aber sonstige Energieaufnahme minimiert ist, das System aber jederzeit startbereit ist. Auf der rechten Seite befindet sich eine Übersicht über die wichtigsten Nebenaggregate in Ampelstatusmarkierung. Oben rechts sind die wichtigsten aktuellen und kumulierten Werte der Anlage zusammengestellt, wobei im vorliegenden Bild gerade eine Neuprojektierung mit neuen Funktionen stattgefunden hat, weswegen beispielsweise die Betriebsstunden genullt sind. Darunter sind Fehlerzustände und Quittiermöglichkeiten gegeben. Schließlich können in der linken Spalte genauere Details zu den einzelnen Komponenten der Anlage



Abb. 3.16: Übersichtsseite der Benutzeroberfläche der WEA Steuerung auf einem Siemens HMI im Schaltschrank im Prüffeld

auf den Unterseiten gefunden werden. Außerdem sind die wichtigsten Plots in Echtzeit, ausführlichere Fehlermeldungen und die Datenextraktion zugänglich. Auch der manuelle Betrieb wird auf einer Unterseite mit Drehmoment- oder Drehzahlvorgabe ermöglicht. Mit einem besonderen Passwort ist es möglich, für den Forschungsbetrieb einzelne Fehler zu überschreiben, um schnelle Analysen durchzuführen.

3.6 Gesamtmodell

Die in dieser Arbeit aufzubauende Forschungsplattform besteht nicht nur aus der Forschungswindenergieanlage und dem HIL System, sondern auch, wie in der Motivation erläutert, aus einem nahtlos integrierten Simulationsmodell der Anlage im Feld und auf dem Prüfstand. Sie sind in MATLAB/Simulink/Stateflow implementiert. Die Modelle der einzelnen Komponenten wurden in diesem Kapitel sukzessive eingeführt und werden einerseits im HIL System aber auch in der Simulation verwendet. Dabei sind die

für die regelungstechnische Perspektive ausreichenden oft vereinfachten Modelle durch komplexere Modelle austauschbar. Diese komplexeren Modelle sind nicht Teil dieser Arbeit, wurden aber im FVA-Gondel Projekt von anderen Arbeitsgruppen erstellt und in die Simulation integriert. Das vereinfachte Modell reicht bereits für die Bearbeitung vieler Fragestellungen aus und wurde konsequent im Entwicklungsprozess dieser Arbeit eingesetzt.

Durch die automatische Codegenerierung der Modelle aus MATLAB/Simulink sowohl auf die WEA Steuerung als auch auf das HIL System, ist hier große Durchgängigkeit gegeben. Die Ergebnisse der Simulationen werden in Kapitel 5 vorgestellt und mit den Experimenten verglichen und validiert.

Durch die modulare Struktur können so zukünftig beispielsweise im HIL Betrieb willkürlich andere virtuelle Rotoren mit der Forschungswindenergieanlage getestet werden. Alternativ können aktuell physikalisch vorhandene Komponenten weiter virtualisiert werden. Schließlich kann je nach Anwendungsfall die Modelltiefe ausgewählt werden.

4 Das Hardware-in-the-Loop-System des Systemprüfstandes

Damit die Forschungswindenergieanlage auf dem Systemprüfstand betrieben werden kann, muss sie in ein HIL System eingebettet werden, das die auf dem Prüfstand nicht vorhandene Umwelt so emuliert, dass sich die Steuerung der Anlage virtuell im Feld befindet. Außerdem ist die Aufgabe des HIL Systems, den Antriebsstrang so zu regeln, dass dessen dynamisches Übertragungsverhalten dem der WEA im Feld gleicht, wie bereits in den vorhergehenden Kapiteln motiviert. Schließlich bilden die WEA und der Prüfstand mit besagtem HIL System gemeinsam die Forschungsplattform, welche Ziel dieser Arbeit ist.

In diesem Kapitel werden zuerst Architektur und Hardware des HIL Systems beschrieben. Anschließend wird das Konzept der Einbettung der WEA in das HIL System erläutert und dessen verschiedenen Komponenten auf Signal- und Leistungsebene eingeführt. Dann folgt der Kern, die Emulation des dynamischen Antriebsstrangverhaltens durch unterschiedliche Methoden mit ihren diversen Vor- und Nachteilen. Außerdem wird der Testprozess auf dem Prüfstand umrissen.

4.1 Architektur

Die Architektur des HIL Systems ist als Blockschaltbild in Abbildung 4.1 dargestellt. Das Blockschaltbild ist in einen physikalisch und einen nur virtuell existenten Teil unterteilt. Physikalisch vorhanden sind sowohl der Antriebsstrang der WEA auf dem Prüfstand sowie deren Steuerung, alle anderen Komponenten sind im HIL System verortet. Die Gondel ist mechanisch und elektrisch an den Prüfstand angebunden, wobei diese Arbeit auf den mechanischen Teil fokussiert. STB bezeichnet den Antriebsstrang der WEA

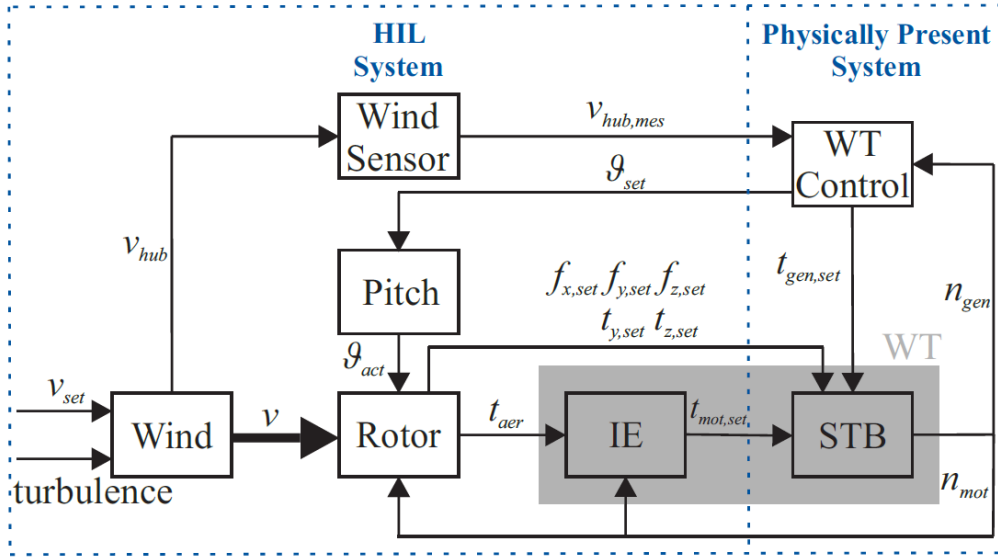


Abb. 4.1: Architektur des HIL Systems der Forschungswindenergieanlage auf dem Systemprüfstand des CWD der RWTH Aachen [M5]

auf dem Prüfstand, WT den Antriebsstrang der WEA im Feld. Die graue Box WT deutet die zentrale Emulationsaufgabe des HIL Systems an: Der Antriebsstrang der WEA auf dem Prüfstand soll sich durch regelungstechnische Maßnahmen und daraus resultierende entsprechende Aktuierung so verhalten wie der der WEA im Feld. Dies ist eine typische Aufgabe, die dem MHIL zuzuordnen ist, wie in Abschnitt 2.3 definiert. Die Lasten in sechs Freiheitsgraden werden der aeroelastischen Rotor- und Windsimulation aus Abschnitt 3.1 entnommen. Ergänzend erfüllt das HIL System weitere Aufgaben auf SHIL Ebene wie beispielsweise die Emulation des Windsensors. Im Folgenden werden die einzelnen Bestandteile des HIL Systems der Reihe nach erläutert.

4.2 Hardware

Die HIL Umgebung wurde auf einem Echtzeitsystem DS1006 System der Firma dSPACE implementiert, welches durch diverse Ein- und Ausgangskarten erweitert wurde. So besitzt es, wie bereits in den vorhergehenden Abschnitten beschrieben, eine CAN Verbindung zu Prüfstandssteuerung und Messsystem und eine PROFIBUS Verbindung zur Pitchsteuerung. Desweiteren werden diverse analoge und digitale Signale verarbeitet. Das System wird mit der Software ControlDesk [26] projiziert und bietet automatische Code-

generierung direkt aus MATLAB/Simulink an. Hier können ebenso Benutzeroberflächen erstellt werden. Der Prozessor hat vier Kerne.

Das gesamte System inklusive Peripherie ist ebenso wie die WEA Steuerung in einem gesonderten Schaltschrank im Prüffeld untergebracht und kann durch Steckverbindungen effizient installiert und deinstalliert werden. Innerhalb des Schaltschranks sind diverse selbst entwickelte und hergestellte Interfaceschaltungen zur Potentialtrennung verbaut.

4.3 Integration in die Automatisierung des Systemprüfstandes

Für die Integration des HIL Systems in die Prüfstandsautomatisierung bleibt die ursprüngliche Basisautomatisierung des Systemprüfstandes bestehen und es wird lediglich ein zusätzlicher Betriebszustand innerhalb der Betriebsführung hinzugefügt, in dem die Lastsollwerte vom HIL Simulator an die Prüfstandssteuerung gestreamt werden. Auch das Sicherheitssystem bleibt intakt und wird lediglich wie in Kapitel 3 beschrieben durch eine bidirektionale Verbindung erweitert. Die Anbindung erfolgt über einen schnellen CAN-Bus mit einer Abtastzeit von $t_{\text{sHILCAN}} = 1 \text{ ms}$, welche die erforderliche hochdynamische Antriebsstrangregelung ermöglicht. Zur Abstimmung der beiden Steuerungen wird ein simpler Handshake implementiert. Ein etwaiger Absturz des nicht sicherheitszertifizierten HIL Systems wird von der Prüfstandssteuerung über einen Watchdog erkannt. Außerdem werden zusätzliche digitale Ein- und Ausgänge für die Auslösung und Rückmeldung eines Nothalt an den Prüfstand etabliert, sodass diese Funktion auch dem HIL System zur Verfügung steht.

4.4 Sensoremulation / Signal-Hardware-in-the-Loop

Die wichtigsten Sensoren der WEA, die auf Signalebene befriedigt werden müssen, damit die Steuerung virtuell ins Feld versetzt wird, sind die Pitchwinkelrückmeldungen, der Windsensor und das Yawsystem. Diese werden auf relativ simple Art im HIL System emuliert und im Folgenden sukzessive beschrieben.

4.4.1 Pitchsystem

Das Pitchsystem ist innerhalb der aeroelastischen Simulation mitmodelliert und wurde bereits in Abschnitt 3.1.2 vorgestellt. Der Sollpitchwinkel ϑ_{soll} der Steuerung der WEA wird per PROFIBUS an den Simulationsrechner übertragen und dort anhand eines Verzögerungsgliedes zweiter Ordnung mit Dämpfung $D < 1$ der daraus resultierende Istpitchwinkel berechnet. Dieser wird wiederum zurück an die WEA Steuerung geschickt und somit das Übertragungsverhalten des Pitchsystems mit Antrieb und Blatt simuliert. Gleichzeitig ist dieser Winkel der auf das physikalische aeroelastische System wirkende und in die Simulation eingespeiste Winkel.

4.4.2 Windsensor

Da die WEA auf dem Prüfstand in einer Halle steht, würde der Windsensor permanent eine Windgeschwindigkeit nahe 0 an die Anlagensteuerung melden, was in dieser den Zustandsübergang in den Hochlauf blockieren würde. Daher wird dieser abgeklemmt und das Signal vom HIL System emuliert. Dabei wird die Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe aus dem Windmodul (ungefähr hier sitzt der Sensor in der realen Anlage) mit einem Verzögerungsglied erster Ordnung (vergleiche Gleichung 4.1) geglättet, um das Tiefpassverhalten des Sensors zu imitieren und ebenso per PROFIBUS an die WEA Steuerung zu schicken.

$$v_{\text{windmes}} + T_{\text{windsen}} \dot{v}_{\text{windmes}} = v_{\text{windhub}} \quad (4.1)$$

Die Zeitkonstante der Filterung T_{windsen} wurde dabei so gewählt, dass sich eine ähnliche Dynamik wie in typischen Sensordatenreihen ergibt.

4.4.3 Yawsystem

Die Automatisierung des Yawsystems der ursprünglichen Anlage wurde beim Umbau zur generischen Forschungswindenergieanlage so modifiziert, dass über die Antriebe nur manuelle Bewegungen im Stillstand zu Montagezwecken möglich sind, da der Turm und sein Einfluss innerhalb der aeroelastischen Simulation virtualisiert sind. Jedoch wird die Yawbremse aus Sicherheitsgründen auf dem Prüfstand permanent appliziert. Eine

Abfrage des aktuellen Yawzustands erfolgt jedoch nicht mehr an das physikalische System, sondern an das HIL System. Dazu wurde auch dort ein Verzögerungsglied erster Ordnung, das das Übertragungsverhalten von Soll- zu Istyawwinkel abbilden soll, vorgesehen.

$$\gamma_{\text{ist}} + T_{\text{yaw}} \dot{\gamma}_{\text{ist}} = \gamma_{\text{soll}} \quad (4.2)$$

4.5 Weitere Anpassungen an den Prüfstandsbetrieb

Die ursprüngliche Anlage hatte einen durch den natürlicherweise auf Nabenhöhe vorhandenen Wind gekühlten Wasserkreislauf des Generators. Der entsprechende passive Lüfter wurde durch einen aktiven ersetzt, welcher von der WEA Steuerung gesteuert und überwacht wird. Ebenso wurde ein Rolltor in den hinteren Teil der Gondel mit entsprechender Treppe hinzugefügt, um leichten Zugang zu haben.

4.6 Antriebsstrangregelung / Mechanical-Hardware-in-the-Loop

Die Antriebsstrangregelung ist gemeinsam mit der Rotorsimulation das Herz des HIL Systems. Ihre Notwendigkeit soll hier zuerst noch einmal anhand des Übertragungsverhaltens der vereinfachten Antriebsstrangmodelle aus Abschnitt 3.2 und einem schematischen typischen Campbelldiagramm der Anlage motiviert werden. Anschließend werden das Regelungskonzept und verschiedene Regelungsalternativen mit ihren Vor- und Nachteilen vorgestellt und miteinander verglichen. Außerdem wird eine Antriebsstrangdämpfung vorgestellt.

Die Antriebsstrangregelung des Hauptantriebsdrehmomentes in x-Richtung hat die Aufgabe, den Triebstrang so zu aktuieren, dass die Lasten am Generator der WEA so anliegen als wäre die Anlage im Feld. In 3.2 wurden die vereinfachten Modelle des Antriebsstranges der WEA im Feld und der WEA auf dem Systemprüfstand eingeführt. Vergleichen wir nun das Übertragungsverhalten der beiden von Eingangsdrehmoment zu Ausgangsdrehzahl im Bodediagramm von Eingangsdrehmoment (das ist entweder das Motor- oder das Rotordrehmoment) zu Flanschdrehmoment, so ergibt sich Abbildung 4.2. Die WEA im Feld ist hier in blau, die WEA auf dem Prüfstand in gelb dargestellt.

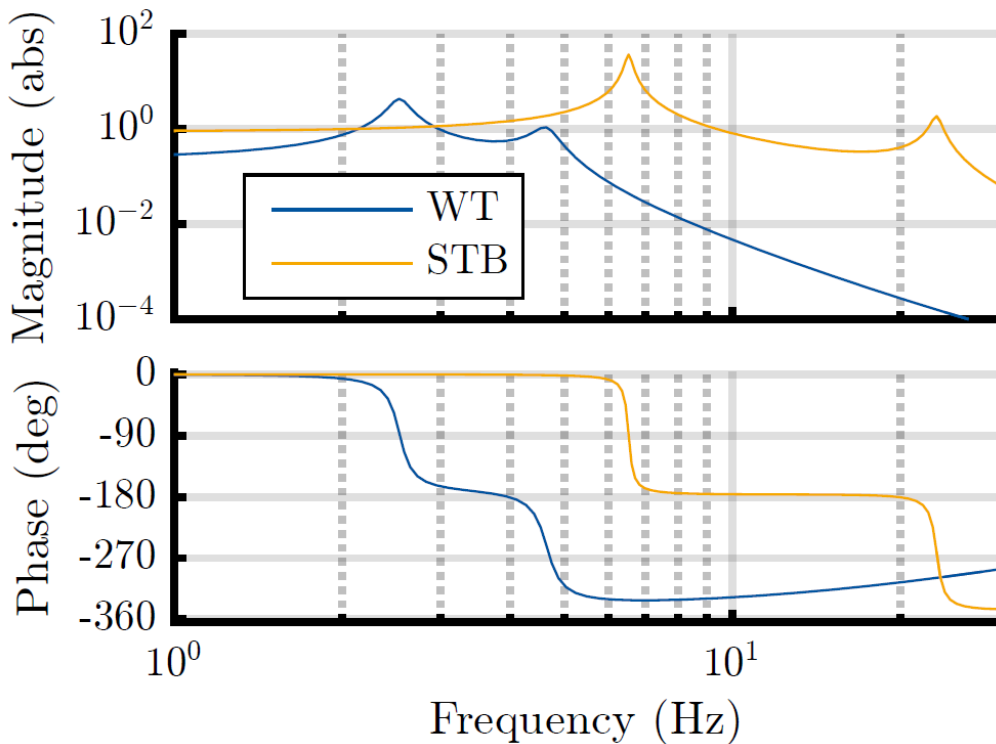


Abb. 4.2: Vergleich der Bodediagramme von Eingangsdrehmoment zu Flanschdrehmoment des Antriebsstranges der WEA im Feld und auf dem Prüfstand [M9]

Die Eigenfrequenzen stimmen mit denen aus Tabelle 3.5 überein. Aufgrund der hohen Trägheit des Rotors und der geringeren Anschlusssteifigkeit liegen die Eigenfrequenzen der WEA im Feld weit unter denen der WEA auf dem Prüfstand. Außerdem ist das statische Übertragungsverhalten geringer, da der Rotor mehr Drehmoment für die gleiche Beschleunigung benötigt.

Weiter illustriert werden diese Unterschiede im Vergleich der Sprungantworten der beiden Systeme auf ein Eingangsdrehmoment in Abbildung 4.3. Links ist die Generatorzahl der WEA auf dem Systemprüfstand, rechts im Feld dargestellt. Dabei wird klar, dass die Anlage auf dem Prüfstand bei gleichem Eingangsdrehmoment etwa vier Mal so schnell wird wie die Anlage im Feld, was direkt die Notwendigkeit der IE aus Stabilitätsgründen motiviert. Außerdem sind die im Drehzahlsignal enthaltenen Schwingungen deutlich hochfrequenter auf dem Prüfstand. Bauteile deren Schadenverhalten beispielsweise untersucht werden soll, würden also ein völlig anderes Schwingungsverhalten ohne Eigenfrequenzemulation sehen, als sie das im Feld tun. Damit würde etwas getestet, was so in der Realität nicht vorkommt.

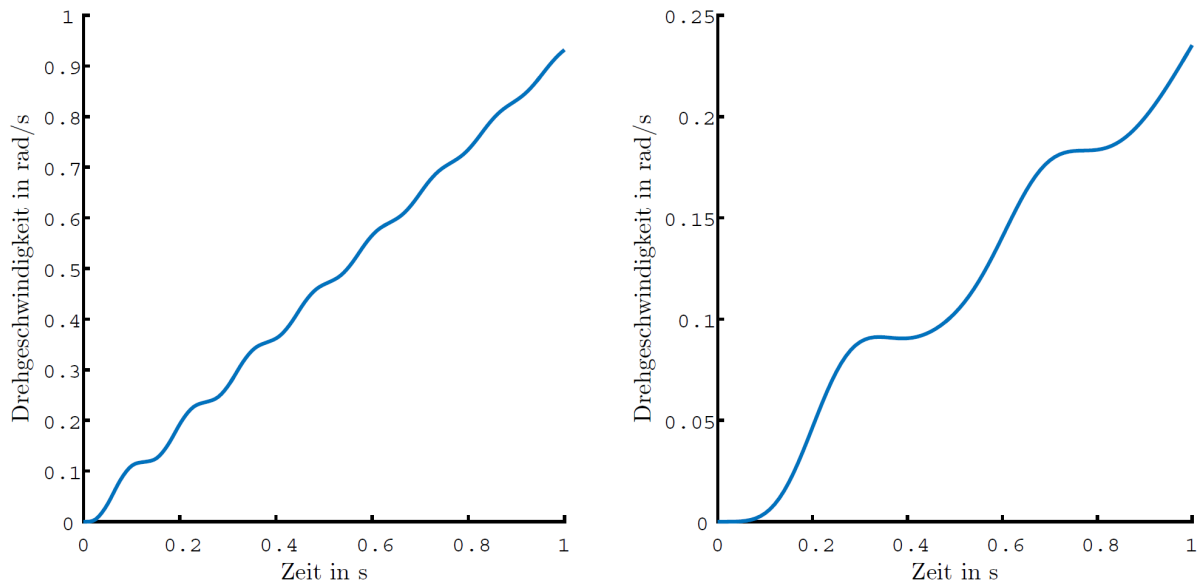


Abb. 4.3: Sprungantworten der vereinfachten Antriebsstrangmodelle der WEA im Feld links und auf dem Prüfstand rechts [11]

Schließlich ist in Abbildung 4.4 das schematische Campbell-Diagramm der WEA im Feld gezeigt. Das Campbell-Diagramm entstammt der Schwingungstechnik und eignet sich

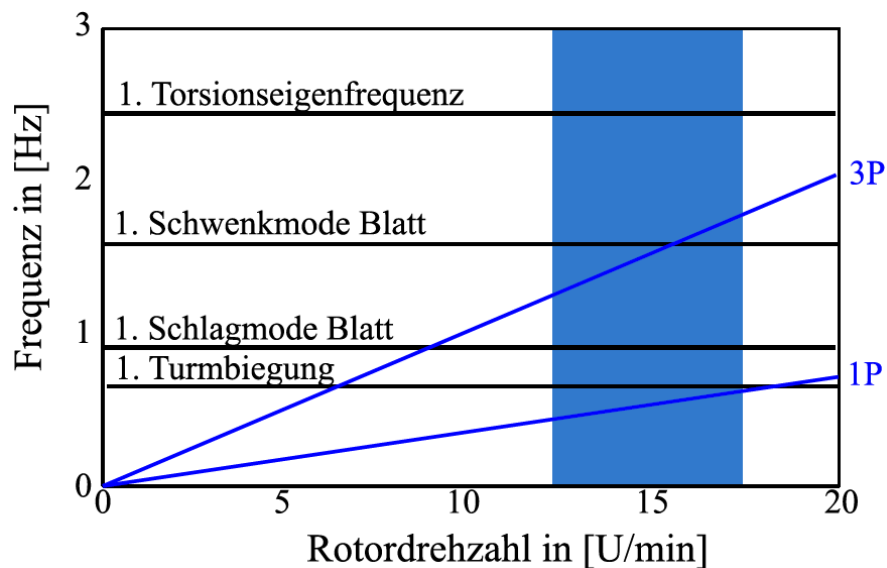


Abb. 4.4: Schematisches Campbell-Diagramm der WEA im Feld mit typischen Eigenfrequenzen und Betriebsbereich [64]

sehr gut zur Beurteilung der Anregung von systemimmanenten Eigenfrequenzen durch

drehzahlabhängige Erregungen und generell zur Analyse des Schwingungsbildes eines Antriebsstranges. Dabei sind die Schwingungsfrequenzen über der Drehzahl aufgetragen. Eigenfrequenzen äußern sich als Parallele zur Abszisse, drehzahlabhängige Erregungen als Strahlen durch den Ursprung. Zur experimentellen Erstellung eines Campbell-Diagramms werden viele Versuchsreihen gefahren, wobei jede sich in einem relativ engen Drehzahlband befindet und diese Signale in den Frequenzbereich transformiert und anschließend farbig markiert aufgetragen werden. In den Farbverläufen lassen sich anschließen Eigenfrequenzen und Drehzahlabhängigkeiten, wie eben beschrieben, erkennen.

Besonders kritisch wird es dort, wo die drehzahlabhängigen Einflüsse die Eigenfrequenzen schneiden, das heißt das System genau bei dieser Frequenz angeregt wird. Dies ist auch für die vorliegende Anlage der Fall. Der Betriebsbereich ist blau markiert und die ersten vier Eigenfrequenzen des Antriebsstranges sind eingetragen, ebenso die 1P- und die 3P-Frequenz. Beide schneiden vorhandene Eigenfrequenzen. Die 1P-Frequenz ist dabei zyklisch mit der Rotorumdrehung, die 3P-Frequenz tritt drei Mal pro Umdrehung auf und wird beispielsweise durch den Vorbeilauf der drei Rotorblätter am Turm hervorgerufen. Ebenso gibt es Harmonische und Mischfrequenzen, sodass es viele verschiedene Anregungsmöglichkeiten innerhalb des Antriebsstranges gibt und viele Fehlerbilder daher rühren. Daher ist es sehr wichtig, das korrekte Antriebsstrangverhalten auf dem Prüfstand nachzubilden.

4.6.1 Regelungskonzepte

Das Regelungskonzept für das MHIL Problem wird im Blockschaltbild in Abbildung 4.5 beschrieben: Der um den Rotor und die Nabe reduzierte Device under Test (DUT)

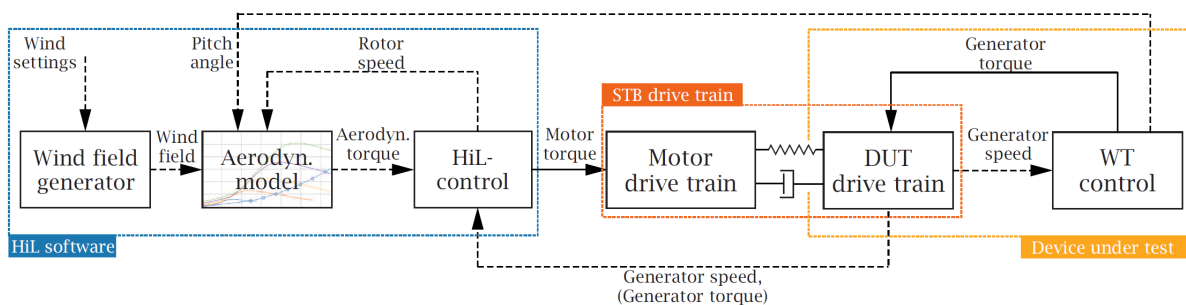


Abb. 4.5: Blockschaltbild der Antriebsstrangregelung und Interaktion mit der HIL Umgebung auf dem Systemprüfstand [M3]

Antriebsstrang ist per Steifigkeit und Dämpfung an den Motorantriebsstrang angeflanscht. Zusammen ergeben sie den Antriebsstrang der WEA auf dem Prüfstand, hier in rot. Dabei wird die Anlage von ihrer originalen Steuerung geregelt, wie in Kapitel 3 vorgestellt. Der reduzierte DUT Antriebsstrang zusammen mit der WEA Steuerung ergeben das DUT in gelb. Die Aufgabe der HIL Regelung ist es nun, einerseits die Lastsollwerte aus der aeroelastischen Simulation an der Anlage zu applizieren. Dabei basieren die Lasten indirekt auf der Benutzereingabe hinsichtlich des Windfeldes. Die Lasten sind jedoch für die Anlage im Feld berechnet und müssen wie im letzten Abschnitt motiviert andererseits so adaptiert werden, dass sich der modifizierte Antriebsstrang auf dem Prüfstand so verhält wie die WEA im Feld. Die Messgrößen der HIL Regelung sind Generator Drehzahl beziehungsweise Generator Drehmoment, die Stellgröße ist das Motordrehmoment. Windfeldgenerator, aeroelastische Simulation und HIL Regelung zusammen ergeben das HIL System in blau.

In dieser Arbeit werden verschiedene Regelungsmethoden zur Lösung des vorliegenden Problems verfolgt. Die Basisvariante ist eine simple PI-Drehzahlregelung mit vorgeschalteter Trägheit als internes Modell und einer unterlagerten Antriebsstrangdämpfung per Bandpassfilter (BPF) Methode. In der Modellreferenzregelung wird dieses interne Modell zu einem Modell aus drei Trägheiten wie in Abschnitt 3.2.1 eingeführt erweitert. Schließlich wird eine MPR erprobt, welche als internes Modell ebenso einen solches Antriebsstrangmodell nutzt und das optimale Steuerverhalten mittels einer Optimierung berechnet.

Die drei Ansätze werden bezüglich verschiedener Kriterien in der Simulation miteinander verglichen und teilweise im Experiment umgesetzt. Die initiale Motivation für die Auswahl dieser drei Methoden ist, dass die PI-Regelung wohl bekannt für die Drehzahlregelung von Antriebssträngen ist. Sie wird vermutlich nicht allzu performante Ergebnisse liefern, ist jedoch sehr robust und einfach umzusetzen. Die MPR soll als Gütebenchmark dienen, ist jedoch schwieriger gerade auf einem Echtzeitsimulator umzusetzen und anfälliger für Modellabweichungen. Die Modellreferenzregelung wird als mittlerer Kandidat hinzugenommen.

4.6.2 Unterlagerte Antriebsstrangdämpfung mittels Bandpassfiltern

Da ein gut ausgelegter PI-Regler zwar in der Lage ist, eine Solldrehzahl dynamisch einzuregulieren, jedoch nicht gleichzeitig beide Eigenfrequenzen des Antriebsstranges unterdrücken kann, ist in diesen Fällen eine unterlagerte Antriebsstrangdämpfung vonnöten. Eine klassische Regelungsvariante für dieses Ziel nutzt einen negativ rückgekoppelten BPF, welcher auf die zu unterdrückende Eigenfrequenz parametrisiert ist.

Dieses Konzept ist im Blockschaltbild in Abbildung 4.6 gezeigt. Dabei wird das Solldreh-

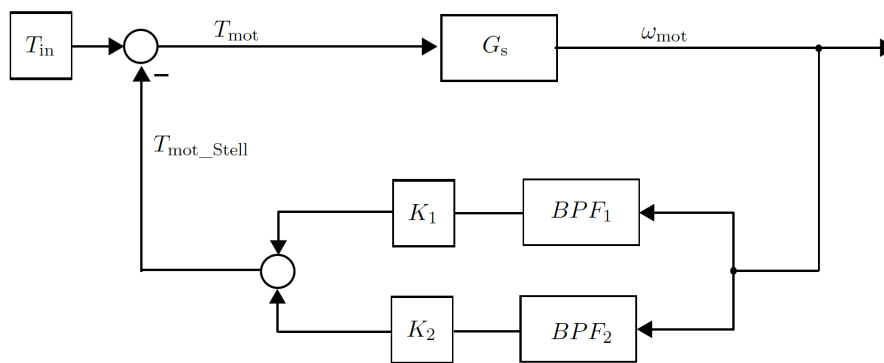


Abb. 4.6: Blockschaltbild einer Antriebsstrangdämpfung zweier Eigenfrequenzen mittels negativ rückgekoppelter Bandpässe [30]

moment T_{in} , das von einer übergeordneten Regelung kommen kann, mit dem Ausgang eines BPF der Ausgangsdrehzahl mit der Mittenfrequenz bei einer zu dämpfenden Eigenfrequenz negativ beaufschlagt. Hat die Strecke eine schnelle Dynamik und ist wenig Totzeit im System, so ergeben sich zwei nur leicht verschobene Halbwellen gleicher Frequenz, die sich gegenseitig auslöschen. Auch Ort der Einleitung des Drehmomentes und der Messung der Drehzahl spielen hier eine Rolle. Hierzu werden verschiedene Filter eingesetzt, deren Verstärkung K ebenso verändert werden kann. Im Falle des WEA Antriebsstranges wird dann noch ein weiteres Filter, welches auf die zweite Eigenfrequenz ausgelegt ist, superponiert.

Die Parameter wurden im Bodediagramm ausgelegt und am Prüfstand händisch nachgestellt. Im Verlauf der Inbetriebnahme hat sich herausgestellt, dass die zweite Eigenfrequenz mit der in der Prüfstandssteuerung vorhandenen Totzeit und den Stellbeschränkungen nicht gedämpft werden kann, sodass der zweite Zweig wieder deaktiviert wurde. Je nach Test wurde außerdem alternativ eine Triebstrangdämpfung seitens des Prüfstandsherstellers genutzt, welche jedoch nach dem gleichen Prinzip funktioniert. Daher sind nicht alle

Tests perfekt vergleichbar, was jedoch nicht vermeidbar war, da ebenso andere Messkampagnen auf dem Prüfstand stattgefunden haben und die Dämpfung nicht beliebig ein- und ausgestellt werden konnte. Da das Regelungsmodell des Prüfstandherstellers nicht perfekt bekannt ist, wurde beschlossen die beiden Regelungen in dieser Arbeit als gleichwertig zu betrachten.

4.6.3 Basisregelung Trägheitsemulation

Die IE stellt die einfachste Art der modellbasierten Emulation des originalen Verhaltens des Antriebsstranges der WEA im Feld auf dem Prüfstand dar. Ihr Blockschaltbild ist in Abbildung 4.7 gegeben. In dieser Darstellung beinhaltet die Strecke bereits die unter-

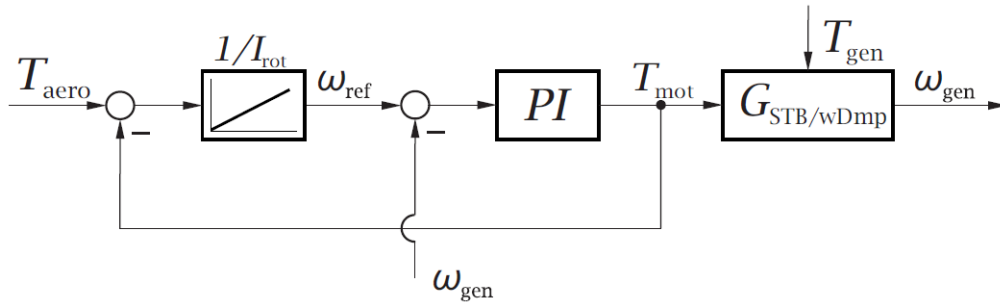


Abb. 4.7: Blockschaltbild der Inertia Emulation des HIL Systems mittels Trägheit und PI-Regelung des Antriebsstranges [M3]

lagerte Antriebsstrangdämpfung, womit bereits die Überhöhungen im Bodediagramm abgeflacht werden. Die PI-Regelung unterstützt hier weiter, prägt aber vor allem das durch das vorgeschaltete Modell einer einfachen Trägheit beeinflusste Drehzahlverhalten auf. Diese Methode bildet also nicht die Eigenfrequenzen des Zielsystems, das der WEA Antriebsstrang im Feld ab, wohl aber den simplen Einfluss der erhöhten Trägheit, sodass mindestens ein stabiler HIL Betrieb möglich ist. Der PI-Regler gehorcht dem Regelgesetz

$$G_{PIE}(s) = K_{IE} \left(1 + \frac{1}{T_{IE}s} \right) \quad (4.3)$$

mit den einzustellenden Parametern K_{IE} und T_{IE} . Diese wurde bei einer modellbasierten Auslegung im Bodediagramm gefunden und bei der Inbetriebnahme weiter optimiert. Die initialen Werte waren jedoch bereits betriebstauglich, was ebenso für das identifizierte Modell spricht.

4.6.4 PI-Regelung mit Modellreferenz

Die Modellreferenzregelung funktioniert ähnlich der IE und ist im Blockschaltbild in Abbildung 4.8 dargestellt. Dabei wird die vorgeschaltete Trägheit durch das Antriebs-

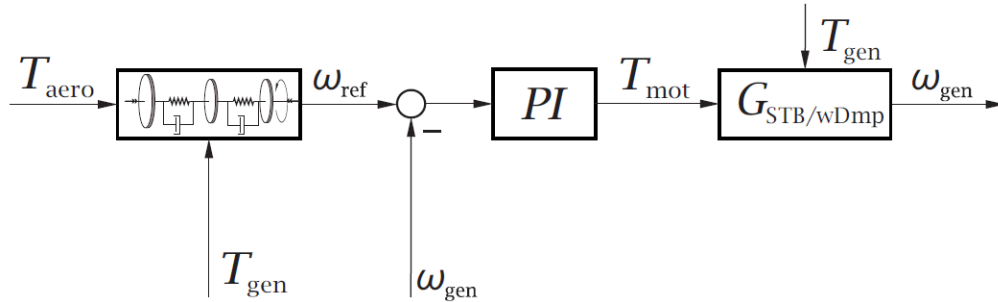


Abb. 4.8: Blockschaltbild der Modellreferenzregelung des HIL Systems mittels vorgeschaltetem reduziertem Antriebsstrangmodell und PI-Regelung [M3]

trangmodell der WEA im Feld aus Abschnitt 3.2.1 ersetzt. Auf diese Weise ist die Antriebsstrangdämpfung für die Dämpfung der Eigenfrequenzen des Antriebsstranges der WEA auf dem Prüfstand verantwortlich. Die PI-Regelung prägt dann die gewünschten Eigenfrequenzen aus dem Modell der WEA im Feld wiederum auf. Diese Variante hat sich in folgenden Projekten als ein sehr guter Kompromiss aus Korrektheit und Robustheit erwiesen, was auch die simulativen Ergebnisse in Kapitel 5 in dieser Arbeit zeigen. Experimentell wurde diese Regelung noch nicht mit der Forschungswindenergieanlage realisiert. Die Parametrierung funktioniert aber ähnlich wie bei der Trägheitseмуляtion aufgrund des gleichen PI-Reglers, lediglich wird dieser hier gegebenenfalls etwas aggressiver eingestellt.

4.6.5 Modellbasierte Prädiktive Regelung

Die dritte vorgestellte Regelungsmethode ist die MPR. Zuerst wird deren Grundprinzip vorgestellt und ihr Einsatz motiviert. Anschließend wird sie auf das Problem der Antriebsstrangemulation angewendet und ihre Komponenten von internem Modell über Kostenfunktion bis hin zur Optimierung erläutert. Für ihre Funktion ist unter anderem auch ein Beobachter notwendig, welcher als Kalman-Filter ausgeführt ist und ebenso präsentiert wird.

Die MPR ist keine Regelung im ursprünglichen Sinne, sondern eine optimierungsbasierte Steuerung. Der Regelkreis wird erst durch die wiederholte Ausführung und Applikation der Stellgröße geschlossen. Das Konzept der MPR ist in Abbildung 4.9 skizziert. Der

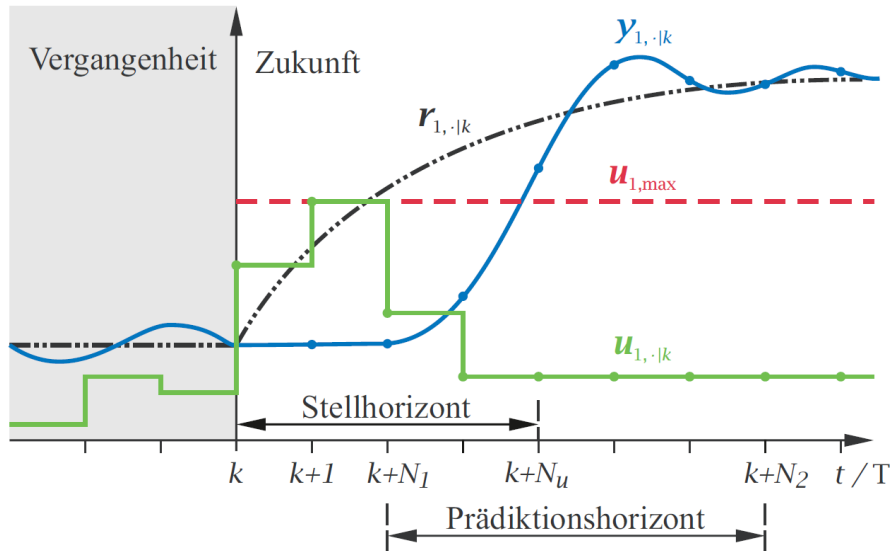


Abb. 4.9: Grundprinzip der MPR mit Prädiktions- und Stellhorizont [24]

Plot geht vom aktuellen Zeitpunkt k aus und schaut von dort in die Zukunft. Der MPR wird eine zu folgende Referenztrajektorie r in schwarz innerhalb des Prädiktionshorizontes N_2 vom Referenztrajektoriegenerator vorgegeben. Um dies zu erreichen, kann die Stellgröße u zu jedem Zeitschritt innerhalb des Stellhorizontes N_u , welcher kleiner als der Prädiktionshorizont sein kann, variiert werden. Dabei können explizite Stellgrößenbeschränkungen wie beispielsweise u_{max} vorgegeben werden. Anhand eines internen Modells der zu regelnden Strecke mit ihren charakteristischen dynamischen Eigenschaften kann das zukünftige Systemverhalten y prädiziert werden. Wird nun eine Kostenfunktion definiert, so kann anhand einer Optimierung der optimale Stellgrößenverlauf u_{opt} bestimmt werden. Anschließend wird lediglich die Stellgröße im nächsten Zeitschritt an den Prozess ausgegeben und die Optimierung wird erneut ausgeführt. Die MPR wird in den folgenden Abschnitten noch detaillierter erklärt.

Bildet das interne Modell nun das vorliegende System hinreichend genau ab und sind die Parameter Stell- und Prädiktionshorizont gut gewählt, so ist die MPR eine hochperformante Regelung deren besonderer Vorteil die explizite Berücksichtigung von Stellgrößenbegrenzungen ist. Es können ebenso Zustandsgrößen oder gar differentielle Stellgrößen

beschränkt werden, was im Falle der Prüfstandsregelung besonders hilfreich ist, da besonders herausfordernde Windzustände wie beispielsweise die EOG einen sehr hohen Drehmomentgradienten erfordern, der oft so nicht bereitgestellt werden kann. Wird diese Beschränkung gerissen, so kann dies zu Instabilität der klassischen Regelkreise führen. Zumindest aber ist die ausgewogene Parametrierung konventioneller Regler für alle auftretenden Fälle in solch einem Fall besonders schwierig. Ein weiterer Vorteil der MPR im Zusammenhang des Emulationsproblems ist die inhärente Dämpfung des physikalisch vorliegenden Systems, sodass keine weitere unterlagerte Antriebsstrangdämpfung notwendig ist. Auch dies ist gerade im Zusammenhang mit den hohen erforderlichen Drehmomenten umso problematischer, da dieser intelligent zwischen Dämpfung und Folgeregelung aufgeteilt werden muss.

Die Komplexität der Optimierung der MPR skaliert dabei maßgeblich mit dem Stellhorizont, weswegen dieser nicht zu hoch gewählt werden darf. Jedoch reicht es oft, diesen gering zu halten. In jedem Fall aber ist die MPR eine Regelungsmethode, die aufgrund des in Echtzeit zu berechnenden Optimierungsproblems relativ hohe Anforderungen an die zur Verfügung stehende Hardware stellt. Die MPR ist in dieser Arbeit angelehnt an [62].

4.6.5.1 Architektur

Die Architektur der MPR ist in Abbildung 4.10 im Blockschaltbild dargestellt. Der

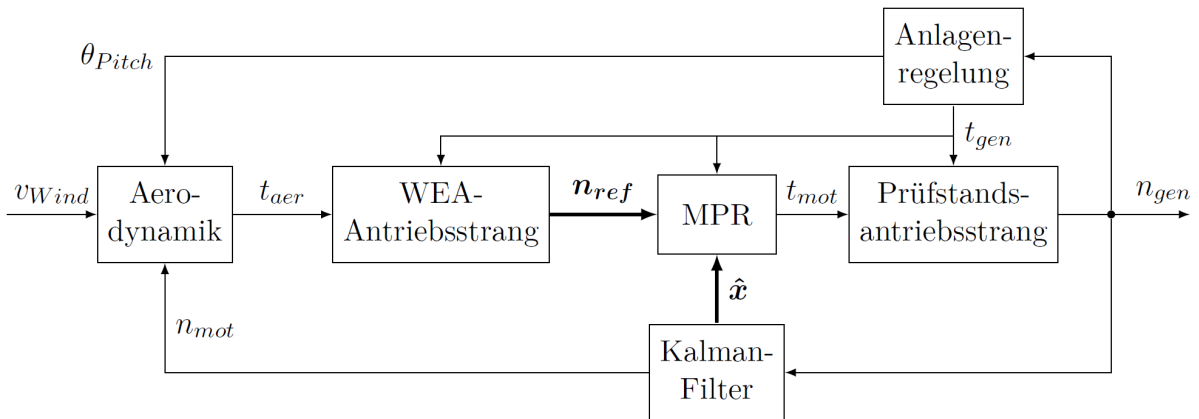


Abb. 4.10: Blockschaltbild des HIL Systems des Systemprüfstandes mit MPR [57]

Aufbau ist ähnlich zu Abbildung 4.5. Zwischen der aeroelastischen Lastrechnung und

dem Antriebsstrang der WEA auf dem Prüfstand ist die Antriebsstrangregelung. Der Kalman Filter ist außerdem notwendig um die Zustände des internen Modells in jedem Zeitschritt mit der Messung des Systems abzugleichen, da sich ansonsten kleinste Fehler über die Zeit aufintegrieren würden.

4.6.5.2 Internes Modell

Das interne Modell der MPR entspricht dem diskretisierten Antriebsstrangmodell der Windenergieanlage auf dem Systemprüfstand aus Abschnitt 3.2.1 mit jeweils vorgeschaltetem Motor-, Generator- und Kommunikationstotzeitmodell. Anschließend werden die Matrizen $\mathbf{A}$, $\mathbf{B}$ und $\mathbf{C}$ gemäß [1] mit der entsprechenden Abtastzeit diskretisiert, sodass Gleichungen 4.4 und 4.5 resultieren.

$$\mathbf{x}(k+1) = \mathbf{A}_d \mathbf{x}(k) + \mathbf{B}_d \mathbf{u}(k) \quad (4.4)$$

$$\mathbf{y}(k) = \mathbf{C}_d \mathbf{x}(k) \quad (4.5)$$

4.6.5.3 Kalman Filter als Beobachter

Der Beobachter zur Korrektur der messbaren und Schätzung der nicht messbaren aktuellen Systemzustände des internen Modells ist hier als Kalman Filter nach [105] ausgeführt. Das Kalman Filter bietet eine recheneffiziente Möglichkeit die Zustände eines technischen Prozesses anhand eines Modells unter Zuhilfenahme einzelner Messgrößen zu schätzen oder zu korrigieren. Dazu ist ebenso ein Zustandsraummodell wie es in Abschnitt 3.2.1 eingeführt wurde notwendig. Allerdings wird im Modell für das Kalman Filter ein weiterer künstlicher Drehmomenteingang $t_{\text{dis},i}$ auf jede Trägheit eingeführt, welcher die nicht vorhandene Reibung im Modell schätzen soll. Dabei wurde die vereinfachende Annahme getroffen, dass sich dieses Drehmoment nach dem Verhältnis der Trägheiten zueinander auf diese aufteilt, eine größere Trägheit also größere Reibung erfährt:

$$t_{\text{dis},i} = t_{\text{dis}} \frac{I_i}{\sum_i I_i} \quad (4.6)$$

Der Algorithmus teilt sich in die beiden Schritte Time Update und Measurement Update auf. Im Time Update wird zunächst gemäß Gleichung 4.7

$$\hat{\mathbf{x}}_k^- = \mathbf{A}_d \hat{\mathbf{x}}_{k-1} + \mathbf{B}_d \mathbf{u}_{k-1} \quad (4.7)$$

der aktuelle Zustand $\hat{\mathbf{x}}_k^-$ aus dem letzten geschätzten Zustand $\hat{\mathbf{x}}_{k-1}$ anhand der Zustandsraumgleichung auf die a priori Schätzung projiziert. Anschließend wird die sogenannte Fehlerkovarianz $\mathbf{P}$, wie in Gleichung 4.8 beschrieben, ebenso nach vorn projiziert.

$$\mathbf{P}_k^- = \mathbf{A}_d \mathbf{P}_{k-1} \mathbf{A}_d^T + \mathbf{Q} \quad (4.8)$$

Diese Matrix ist ein essentieller Teil des Algorithmus und ihre sowie alle weiteren tiefergehenden Herleitungen in diesem Abschnitt werden genauer in [105] beschrieben.

Anschließend werden diese rein modellbasierten neuen Größen anhand der aktuellsten Messung im Measurement Update korrigiert. Dazu wird zuerst die Kalmanverstärkung $\mathbf{K}_k$ in Gleichung 4.9 berechnet.

$$\mathbf{K}_k = \frac{\mathbf{P}_k^- \mathbf{H}^T}{\mathbf{H} \mathbf{P}_k^- \mathbf{H}^T + \mathbf{R}} \quad (4.9)$$

Mit dieser und der Messung $\mathbf{z}_k$ werden dann die a priori projizierten Zustände auf die aktuelle korrigierte Schätzung aktualisiert:

$$\hat{\mathbf{x}}_k = \hat{\mathbf{x}}_k^- + \mathbf{K}_k (\mathbf{z}_k - \mathbf{H} \hat{\mathbf{x}}_k^-) \quad (4.10)$$

Abschließend wird dann auch noch die Kovarianzmatrix anhand der Messung für den nächsten Rechenschritt korrigiert, siehe Gleichung 4.11.

$$\mathbf{P}_k = (\mathbf{I} - \mathbf{K}_k \mathbf{H}) \mathbf{P}_k^- \quad (4.11)$$

In dieser Arbeit wird der Kalman Filter mit einer Abtastzeit von $t_{\text{Kalman}} = 1 \text{ ms}$ ausgeführt und dient entweder zur genaueren Beobachtung des Systems im Falle der Basis HIL Methoden oder ist essentieller Bestandteil für den Betrieb der MPR.

4.6.5.4 Referenztrajektorien-generator

Der Referenztrajektorien-generator enthält das Modell des Antriebsstranges der Windenergieanlage im Feld. Auf dieses wird auf der einen Seite das aus der aeroelastischen Simulation resultierende aerodynamische Drehmoment t_{aer} und auf der anderen Seite das aktuelle Generatordrehmoment $t_{\text{gen,act}}$, das aus der Anwendung von $t_{\text{gen,set}}$ auf das Generatormodell resultiert, appliziert. Sowohl t_{aer} als auch $t_{\text{gen,act}}$ werden als über den Prädiktionshorizont konstant angenommen, da keine bessere Schätzung verfügbar ist. Durch die wiederholte Anwendung auf das Triebstrangmodell wird nun eine Referenztrajektorie über den gesamten Prädiktionshorizont berechnet und als zeitlich veränderlicher Sollwert der Optimierung übergeben.

4.6.5.5 Kostenfunktion

Die Kostenfunktion J des zu lösenden Optimierungsproblems wird wie in Gleichung 4.12 aufgestellt.

$$J(\mathbf{u}(\cdot|k)) = \left\| \begin{pmatrix} \mathbf{y}(k+1|k) \\ \vdots \\ \mathbf{y}(k+N_p|k) \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} \mathbf{r}(k+1|k) \\ \vdots \\ \mathbf{r}(k+N_p|k) \end{pmatrix} \right\|_Q^2 + \left\| \begin{pmatrix} \Delta \mathbf{u}(k|k) \\ \vdots \\ \Delta \mathbf{u}(k+N_u-1|k) \end{pmatrix} \right\|_R^2 \quad (4.12)$$

Sie besteht aus zwei Summanden: Der erste beschreibt die Abweichung des prädizierten Systemausgangs $\mathbf{y}$ von der Referenz $\mathbf{r}$ über den Prädiktionshorizont. Der zweite Summand beschreibt den inkrementellen Stellaufwand $\Delta \mathbf{u}$ über den Stellhorizont. Beide Abweichungen werden quadratisch normiert und dabei noch mit den Bewertungsmatrizen $\mathbf{Q}$ respektive $\mathbf{R}$ skaliert. Diese sind typischerweise diagonal besetzt, um jeden Punkt im Horizont einzeln zu bewerten. Eine Kreuzbewertung ist vorerst nicht vorgesehen. Durch die relativ höhere oder niedrigere Bewertung der beiden gegeneinander kann außerdem Stellaufwand gegen Regelgüte abgewogen werden.

4.6.5.6 Beschränkungen

Schließlich werden die Nebenbedingungen der Optimierung aufgestellt. Einerseits soll sich das Motordrehmoment innerhalb der Beschränkungen des Prüfstandes bewegen:

$$-2,7 \text{ MNm} \leq t_{\text{motset}} \leq 2,7 \text{ MNm} \quad (4.13)$$

Und andererseits soll auch die differentielle Stellgröße eingehalten werden:

$$-1 \text{ MNm/s} \leq \Delta t_{\text{motset}} \leq 1 \text{ MNm/s} \quad (4.14)$$

Die zweite Bedingung ist besonders vorteilhaft für das vorliegende HIL System. Beide lassen sich in einer linearen Ungleichheitsbedingung darstellen:

$$\mathbf{A}_{\text{in}} \Delta \mathbf{u} - \mathbf{b}_{\text{in}} \leq \mathbf{0} \quad (4.15)$$

4.6.5.7 Move-Blocking

Zusätzlich wurde noch ein Move Blocking Schema für den Stellhorizont implementiert, welches die Wichtigkeit der einzelnen Stelleingriffe je weiter sie in der Zukunft liegen quadratisch abfallen lässt. Außerdem werden nicht alle Stelleingriffe bewertet, was die Rechenzeit besonders stark beeinflusst, da das Optimierungsproblem stark mit der Anzahl der Stelleingriffe im Stellhorizont skaliert. Gleichzeitig grenzt es das Problem in einen praktisch relevanten Raum ein, da natürlich naheliegendere Eingriffe potentiell wirksamer und deterministischer sind als weiter in der Zukunft liegende. Damit konnte das Problem echtzeitfähig auf dem genutzten HIL System gemacht werden.

4.6.5.8 Optimierung

Das zu lösende Optimierungsproblem für die optimale Steuerfolge lautet nun:

$$\mathbf{u}(\cdot|k) = \arg \min_{\mathbf{u}(\cdot|k)} J(\mathbf{u}(\cdot|k)) \quad (4.16)$$

Nach Umformen lässt sich dieses Problem als ein standardisiertes quadratisches Optimierungsproblem formulieren, für welches heutzutage leistungsfähige Solver zur Verfügung

stehen. Hier wurde der MATLAB/Simulink entstammende KWIK Algorithmus genutzt, indem er über eine Wrapperfunktion im Echtzeitsystem integriert wurde.

4.6.5.9 Modellbasierte Prädiktive Regelung mit der Regelgröße Flanschdrehmoment

Im Rahmen dieser Arbeit wurde eine weitere Version der MPR entwickelt, welche nicht die Generatordrehzahl, sondern das Flanschdrehmoment vor dem Generator aus Gleichung 3.16 als Regelgröße nutzt. Dieses ist die direktere Größe zur Regelung der Last und eigentlich die korrekte Wahl. Allerdings wird es normalerweise nicht gemessen. Außerdem wird das Weglaufen der Drehzahl nicht inhärent vermieden, womit diese Methode sicherheitstechnisch anspruchsvoller zu realisieren ist. In unserem Fall wurde das Flanschdrehmoment anhand des Kalman Filters geschätzt. Die Regelergebnisse waren tatsächlich besser, jedoch nur in einem Maße, das die damit einhergehenden Nachteile nicht rechtfertigt. Da diese Arbeit auf die Etablierung der Forschungsplattform abzielt und sich diese Regelung aus den genannten Gründen dafür nicht eignet, wird sie hier nicht weiter erläutert. Generell bietet sie bei weiterer Erforschung aber weiteres Verbesserungspotential für die Antriebsstrangsimulation.

4.7 Vergleich der drei Regelungsalternativen

Für einen ersten Überblick über das Potential der drei vorgestellten Regelungsalternativen wurden diese in Abbildung 4.11 im Bodediagramm miteinander verglichen. Dazu wurde die MPR gemäß [1] in eine äquivalente Zustandsrückführung umgerechnet. In rot ist der Verlauf des Antriebsstranges der WEA auf dem Systemprüfstand zu sehen, in blau die erwünschte Dynamik der WEA im Feld. Es ist ersichtlich, dass die Trägheitssimulation die geringste Performance aufweist und lediglich in der Lage ist die Trägheit des Rotors im niederen Frequenzbereich zu emulieren, dynamisch aber nicht folgen kann. Die MPR ist die mit Abstand performanteste Methode, jedoch folgt mit wenig Abstand die MRC Methode. Der Vorteil dieser Methode ist vor allem ihr vergleichsweise einfacher Aufbau mit trotzdem sehr gutem Ergebnis verglichen zu den beiden anderen Methoden. Außerdem ist sie relativ robust gegen Modellabweichungen. Aus historischen Gründen wurde sie in

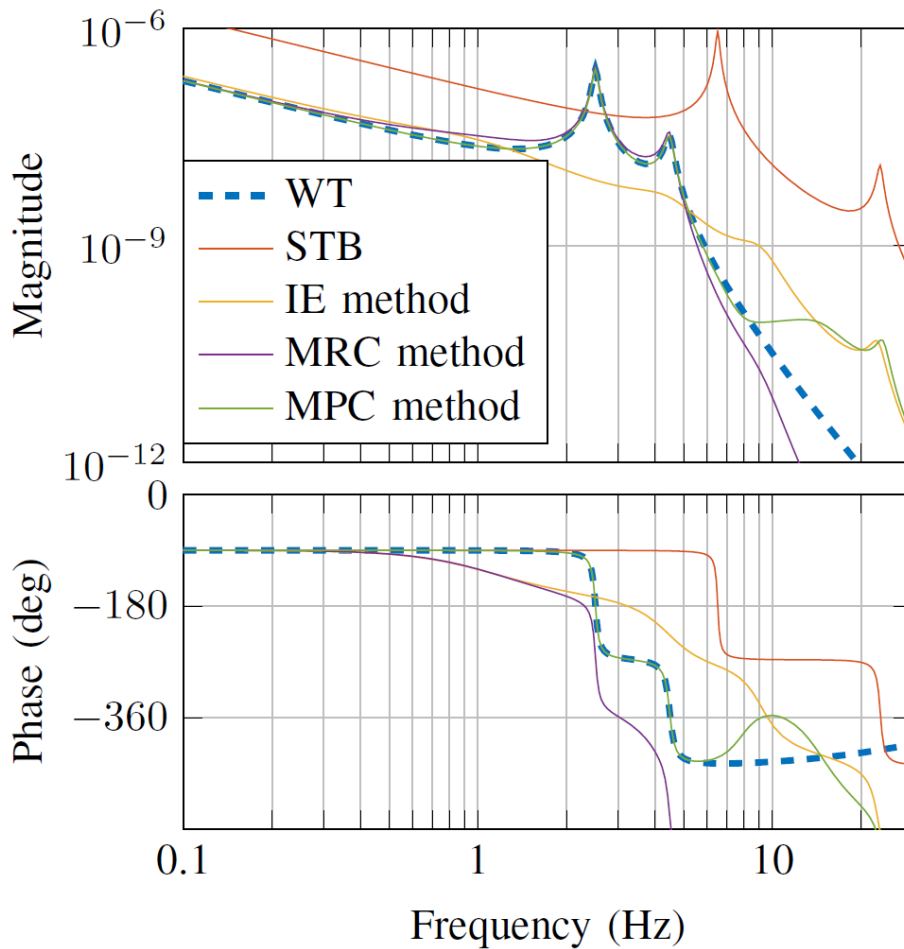


Abb. 4.11: Vergleich der Bodediagramme der ungeregelten Antriebsstränge der WEA im Feld und auf dem Prüfstand mit den mit den drei verschiedenen Methoden geregelten [M3]

den Experimenten am CWD nicht berücksichtigt, sondern erst in späteren Projekten, sodass leider keine experimentellen Ergebnisse zu ihr vorliegen.

4.8 Testprozess

Der Testprozess im HIL Betrieb sieht so aus, dass alle Systeme in einer gewissen Reihenfolge resettet werden, die abhängig von der Verbindung der Sicherheitssysteme ist. Anschließend wird der Prüfstand mit der Prüfstandsteuerung hochgefahren, um dann die Autorität an das HIL System zu übergeben. Dort werden nun die Windbedingungen

eingestellt, die Simulation schwingt ein und die Sollwerte werden an das LAS übergeben. Ab diesem Punkt kann die Turbine entweder automatisch, nachdem sie lange genug eine genügend hohe mittlere Windgeschwindigkeit gemessen hat, oder manuell oder automatisiert gestartet werden und ihre normalen Betriebszustände werden durchlaufen. Windbedingungen können auch während des Betriebes geändert werden, allerdings muss auch dann wieder Zeit zum Einschwingen gegeben werden, da beim Blenden zwischen zwei Windfeldern diese nicht mehr der Norm entsprechen. Die wichtigsten Messdaten werden automatisch am HIL System mitgeschrieben oder aber das zusätzliche Messsystem wird aktiviert. Dieser Prozess kann inklusive Nachbearbeitung und Speicherung der Daten beliebig weiter automatisiert werden, sodass beispielsweise zukünftig nur noch die Auswahl eines Zertifizierungskataloges notwendig ist und dieser automatisiert abgefahren, ausgewertet und eventuell fehlerhafte Messungen automatisiert wiederholt werden. Auch der Fernbetrieb des Prüfstandes wurde schon durchgeführt und ist mit erweiterten Sicherheitsfunktionalitäten problemlos möglich. Damit ist die industrielle Verwertung des Systems in hohem Maße gegeben, aber auch die Möglichkeit effizient umfängliche Tests für die Forschung einzufahren.

5 Simulative und experimentelle Ergebnisse

Nun werden die simulativen und experimentellen Ergebnisse einzelner Komponenten und der gesamten in dieser Arbeit entwickelten Forschungsplattform vorgestellt. Dabei ist die Automatisierung der Forschungswindenergieanlage fix und wurde nach Stand der Technik implementiert. Für das neu entwickelte HIL System stehen die drei im letzten Kapitel vorgestellten Regelungsmethoden zur Verfügung, welche zuerst simulativ untersucht werden. Aus diesem Ergebnis werden deren Vor- und Nachteile identifiziert und abgeleitet, welche Regelungen experimentell erprobt werden. Schließlich wird mit der Plattform mit einfacher Trägheitsemulation eine typische Zertifizierungsmesskampagne durchgeführt, die Ergebnisse vorgestellt und mit der Simulation verglichen. Außerdem wird die MPR als synthetische Drehzahlregelung experimentell erprobt und die Ergebnisse analysiert, um einen Ausblick auf die zukünftige Weiterentwicklung zu geben.

An dieser Stelle sei angemerkt, dass in Simulation und Experiment, aber auch im vorherigen Verlauf der Arbeit, geringe Abweichungen in der Implementierung und Parametrierung einzelner Modellbestandteile existieren können. Ebenso war die mechanische Installation bei verschiedenen Testphasen der WEA auf dem Prüfstand nicht exakt gleich. Die in dieser Arbeit vorgestellte Forschungsplattform wurde über mehrere Jahre unter der Beteiligung vieler Projektmitarbeiter entwickelt. Auch wurden Testzeiten auf dem Prüfstand mit anderen Projekten harmonisiert, sodass beispielsweise die Antriebsstrangdämpfung von der Prüfstandsseite teilweise aufgrund der unterschiedlichen Anforderungen leicht anders parametrisiert werden musste. Es wurde aber sichergestellt, dass die Argumentation und die Schlussfolgerungen in dieser Arbeit korrekt sind. Ohnehin wären Abweichungen von geringem Ausmaß.

5.1 Simulation

In diesem Abschnitt werden die drei vorgeschlagenen HIL Regelungsmethoden simulativ miteinander verglichen, zuerst mit dem nominellen Streckenmodell und dann bei Parameterabweichung und mit Stellgrößenbeschränkungen. Anschließend werden die auf dieser Basis ausgewählten Methoden noch einmal im Detail miteinander verglichen. Schließlich wird besonderes Augenmerk auf die MPR als performanteste aber anspruchsvollste Methode gelegt.

5.1.1 Vergleich der Antriebsstrangregelungen im Hardware-in-the-Loop-Betrieb

Die in Abbildung 4.11 bereits analytisch im Bodediagramm verglichenen drei vorgeschlagenen Antriebsstrangregelungen werden nun mit dem Gesamtmodell der WEA auf dem Prüfstand simuliert und miteinander verglichen. Das Ergebnis ist in der Frequenzanalyse der Generator Drehzahlen in Abbildung 5.1 gezeigt. Links ist die Trägheitssimulation in

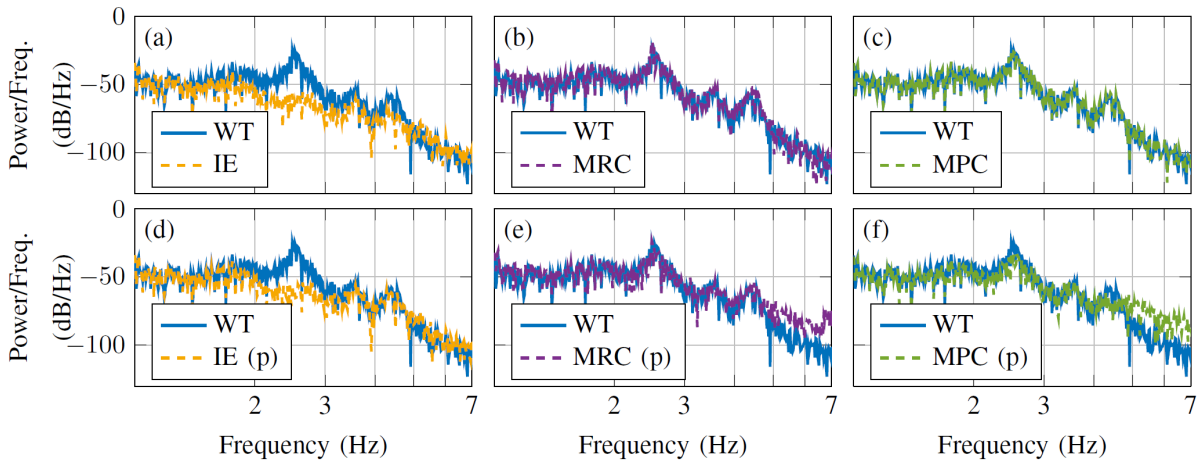


Abb. 5.1: Vergleich der Frequenzanalysen der Generator Drehzahlen der Simulation der drei Antriebsstrangregelungen ohne und mit Parameterabweichungen der Strecke und Stellgrößenbeschränkungen [M3]

gelb, in der Mitte die MRC in lila und rechts die MPR in grün dargestellt. Die Vergleichssimulation mit der WEA im Feld ist jeweils blau. In der ersten Reihe ist das nominelle Modell ohne Stellgrößenbeschränkungen und in der zweiten Reihe eine Simulation mit

Modellabweichung und aktiven Stellgrößenbeschränkungen (vergleiche 4.13 und 4.14) dargestellt.

Es ist ersichtlich, dass die Trägheitsemulation statisch das Verhalten der WEA im Feld sehr gut abbildet, sodass der Regelkreis der Anlagenregelung geschlossen werden kann. Allerdings emuliert sie das dynamische Verhalten des Antriebsstranges mit den beiden Eigenfrequenzen wie erwartet nicht. Sowohl MRC als auch MPR sind dazu bis zu einer Grenzfrequenz von etwa $f_{\text{grenz}} = 7 \text{ Hz}$ in der Lage und unterscheiden sich nur gering in der Regelgüte. Der Vorteil der Trägheitsemulation ist, dass sie sehr robust gegen eine Abweichung des Streckenmodells von der Realität ist und nahezu das gleiche Verhalten in diesem Fall wie im nominellen zeigt. Auch die Aktuatorbeschränkungen haben keinen nachteiligen Einfluss, da die mögliche Bandbreite ohnehin nicht ausgenutzt wird. Die MPR dagegen ist relativ sensitiv gegen eine Abweichung des internen Modells, die MRC dagegen ist anfälliger gegen Aktuatorbeschränkungen. Letztlich schneidet die MRC sogar leicht besser in der Simulation mit Streckenabweichung und Aktuatorbeschränkungen ab, da sie bei der zweiten Eigenfrequenz etwas weniger abweicht. Für beide Regelungen reduziert sich die Bandbreite jedoch auf rund $f_{\text{grenz}} = 5 \text{ Hz}$.

5.1.1.1 Stellgrößenbedarfe

Nun werden die Stellgrößenbedarfe der in Abbildung 5.1 durchgeführten Simulationen analysiert. Diese sind sehr relevant für die Beurteilung der anschließenden Verwertung, da die Größe und die Kosten der Prüfstände mit der Leistung skalieren. Dabei steigt mit der Leistung in der Regel auch die verfügbare Dynamik in der Stellgröße. Außerdem sind Regelkreise mit starker Stellgrößenaktivität grundsätzlich schwieriger in Betrieb zu nehmen. Dazu ist in Abbildung 5.2 jeweils das differentielle Motordrehmoment aller drei Regelungsalternativen im unbeschränkten sowie im beschränkten und mit abweichender Strecke versehenen Fall dargestellt. Dabei ist klar, dass die Trägheitsemulation den geringsten Anspruch an das differentielle Motordrehmoment stellt und auch noch weit von den Maximalwerten entfernt ist. Sowohl MRC als auch MPR benötigen für die dynamische Emulation des Triebstrangverhaltens ebenso ein dynamischeres Motordrehmoment. Da dieses in der MPR explizit beschränkt werden kann, stellt es dort kein Stabilitätsproblem dar. Im Falle der MRC hingegen muss schlimmstenfalls die Verstärkung des PI-Reglers zurück genommen werden, um einen stabilen Regelkreis zu garantieren. Gegen Modellabweichungen ist dagegen die MRC robuster. Die MPR wird schneller instabil und kann

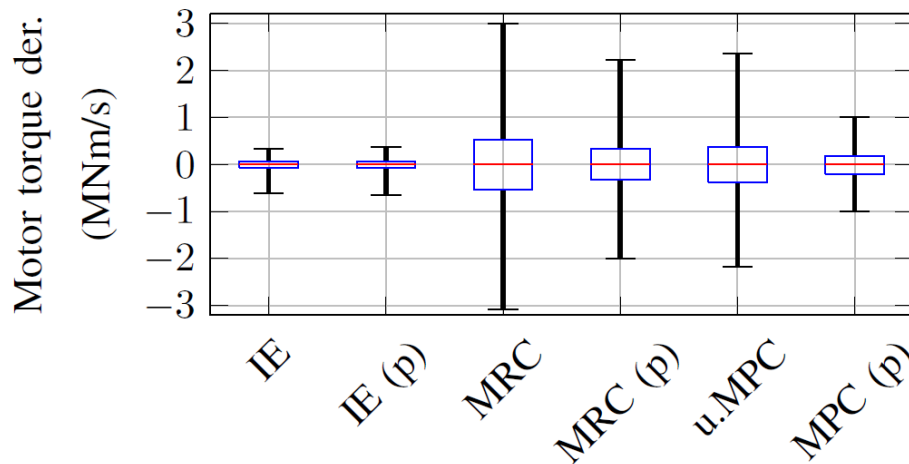


Abb. 5.2: Erforderliche differentielle Motordrehmomente der drei Antriebsstrangregelungen im nominellen Fall und mit Modellabweichung und Aktuatorbeschränkungen aus der Simulation aus Abbildung 5.1 [M3]

gar nicht mehr betrieben werden, bei der MRC reduziert sich lediglich die Regelgüte.

5.1.1.2 Auswahl für das Experiment

Da in dieser Arbeit eine verlässliche und einfach zu nutzende Forschungsplattform realisiert werden soll, wird die Trägheitsemulation mit ihrer hohen Robustheit und einfacheren Inbetriebnahme für das Experiment ausgewählt. Außerdem ist dies der erste Betrieb einer WEA dieser Leistung auf einem Systemprüfstand. Zusätzlich soll die MPR am Prüfstand als regelungstechnisch anspruchsvollere Methode erprobt werden. Sie eignet sich außerdem besonders gut aufgrund ihrer explizit implementierbaren Stellgrößenbeschränkungen, welche immer wieder durch das stochastische Windfeld erfordert werden können. Zu dieser Entscheidung beigetragen hat daneben, dass das Modell des Antriebsstranges der WEA auf dem Prüfstand aus Abschnitt 3.2.1, das als internes Modell der MPR dienen soll, bereits relativ gut validiert war. Jedoch wurde das Konzept der MRC indessen nach den ersten guten Erfahrungen mit der IE in einem kommerziellen Projekt erfolgreich umgesetzt und ist zum jetzigen Zeitpunkt die beste zu wählende Methode: ähnlich einfache Inbetriebnahme wie bei der Trägheitsemulation, hohe Regelgüte und mit entsprechender Erfahrung ist auch die an unterschiedliche Aktuatorbeschränkungen angepasste Parametrierung händelbar.

5.1.1.3 Detaillierter Vergleich der Trägheitsemulation und der MPR

In den Abbildungen 5.3 und 5.4 ist eine vollständige Simulation der Forschungswindenergieanlage auf dem Systemprüfstand in Teillast mit Trägheitsemulation mit der MPR verglichen. Dabei zeigt Abbildung 5.3 oben die in der Simulation herrschenden

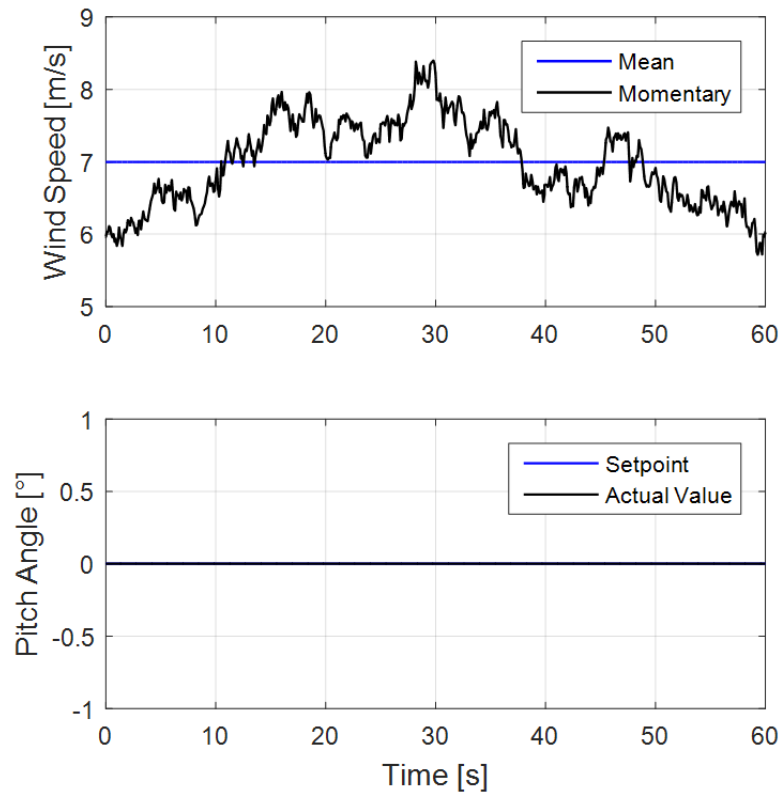


Abb. 5.3: Wind und Pitchwinkel einer Vergleichssimulation der WEA auf dem Systemprüfstand in Teillast mit Trägheitsemulation und mit MPR

Windbedingungen und unten den Soll- und Istpitchwinkel. Es ist eine Turbulenzintensität von 14 % bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von $v_{\text{wind}} = 7 \text{ m/s}$ eingestellt. In Abbildung 5.4 ist links die Trägheitsemulation und rechts die MPR gezeigt. Oben sind jeweils Motordrehmoment in schwarz und Generator Drehmoment in schwarz gezeigt. Unten sind die Vergleichssimulation der WEA im Feld in blau und die WEA im HIL System auf dem Prüfstand in rot geplottet.

In diesem direkten Vergleich im Zeitbereich wird die höhere Dynamik der MPR besonders deutlich. Die Generatordrehzahl folgt ihrer Referenz nahezu perfekt. Dies geht allerdings

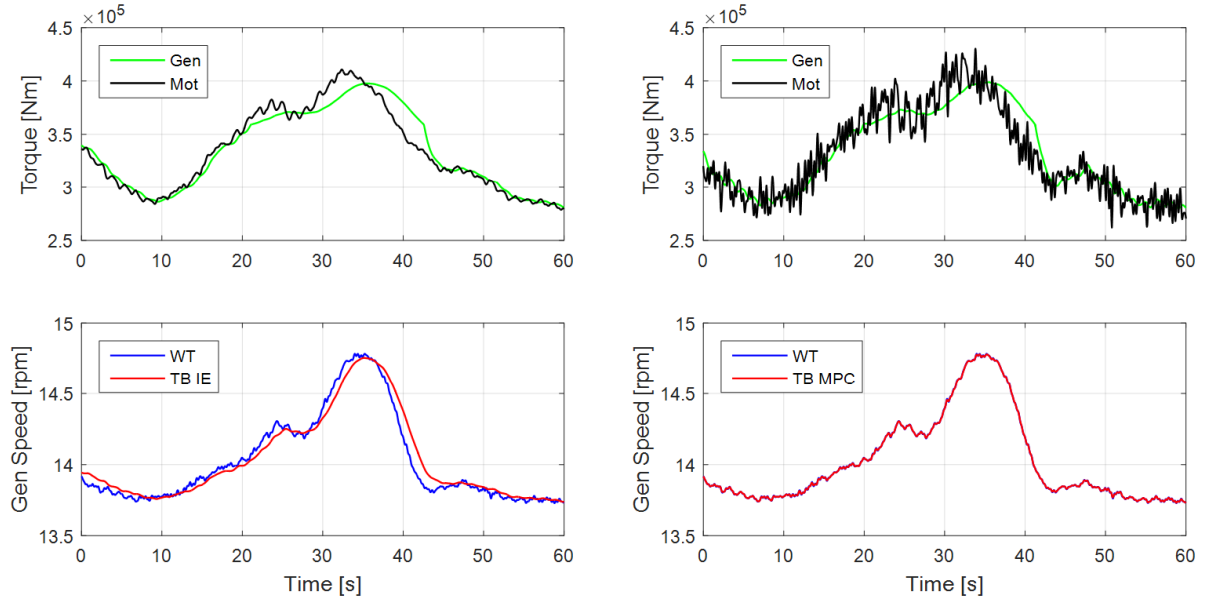


Abb. 5.4: Drehmomente sowie Soll- und Istgeneratordrehzahlen einer Vergleichssimulation der WEA auf dem Systemprüfstand in Teillast mit Trägheitsemulation und mit MPC

mit einer sehr hohen Aktuierung des Motordrehmomentes einher. Dies kann bei Modellabweichungen zum Problem werden. Die Trägheitsemulation eignet sich offenbar zum Betrieb der WEA mit aktivierter Steuerung auf dem Prüfstand. Allerdings folgt die Generatordrehzahl der Referenz mit einem Schleppfehler und nahezu ohne ursprüngliche Dynamik. Funktionale Tests sind also möglich, die Lasten im Antriebsstrang sind jedoch nicht die gleichen, die die Anlage im Feld sehen würde und damit für zuverlässiges Testing nicht geeignet.

5.1.2 Modellbasierte Prädiktive Regelung im Detail

Das dynamische Verhalten der MPC wird nun noch einmal detaillierter betrachtet. Dazu ist in Abbildung 5.5 ein kleinerer Ausschnitt einer Simulation wie in den Abbildungen 5.3 und 5.4 mit einem Windfeld mit einem anderen Seed s gezeigt. Der Seed ist dabei eine optionale Eingabe in den Windfeldgenerator aus dem Bereich der natürlichen Zahlen, welcher die Windfelderstellung pseudorandomisiert, sodass auch auf dem Prüfstand viele verschiedene Windfelder stochastisch miteinander verglichen werden können.

Oben ist die Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe, in der Mitte Motordrehmoment in blau und Generatordrehmoment in grün bezogen auf die langsam drehende Seite und

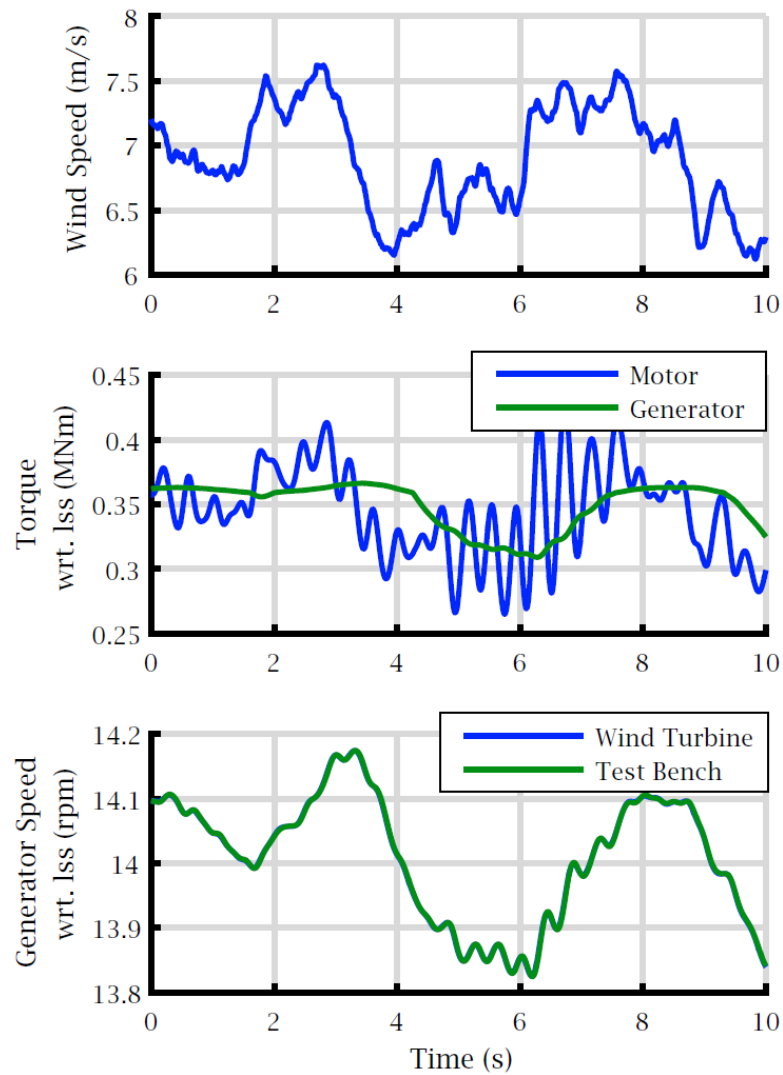


Abb. 5.5: Teillastbetrieb der WEA im MHIL Betrieb auf dem Systemprüfstand mit mittelstarkem Wind [M8]

unten die Generatordrehzahlen der WEA im Feld in blau verglichen mit der WEA auf dem Prüfstand in grün. Der kleinere Zeitausschnitt zeigt die im Vergleich zum von der WEA Steuerung kommandierten Generatordrehmoment viel höhere Dynamik des Motordrehmomentes. Dieses rührt daher, dass die MPR inhärent die Dynamik des Streckenmodells kompensiert und die Referenztrajektorie mit den darin enthaltenen Oszillationen aufprägt (im Rahmen der durch die Stellgrößenbeschränkungen gegebenen Möglichkeiten).

5.1.2.1 Synthetischer Generatordrehmomentsprung mit der MPR

Ein noch kürzerer Zeitausschnitt der Generatordrehzahl ist in Abbildung 5.6 gezeigt. Dabei wurde jedoch im laufenden Betrieb ein zusätzlicher Generatordrehmomentsprung

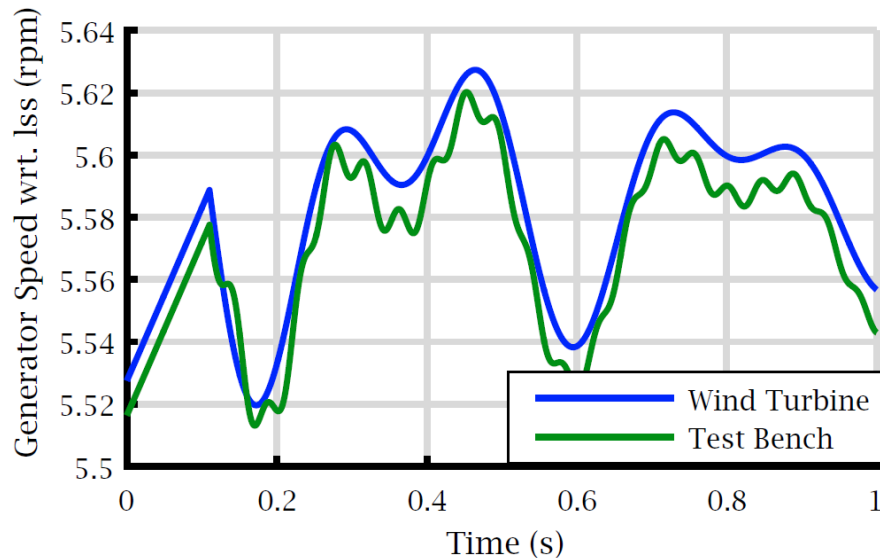


Abb. 5.6: Störantwort auf einen manuellen Drehmomenten Sprung der WEA im MHIL Betrieb auf dem Systemprüfstand [M8]

bei circa $t = 0,1$ s appliziert, um die Störantwort zu überlagern. Das Generatordrehmoment der WEA Steuerung hat, wie in den bisherigen Simulationen gesehen, eine relativ geringe Dynamik, sodass dies ein Worst Case Szenario für die MPR ist.

Die erste und zweite Eigenfrequenz der WEA im Feld werden sehr gut emuliert. Die erste Eigenfrequenz der WEA auf Prüfstand wird ebenso gut gedämpft, die zweite jedoch nicht vollständig. Da die MPR die absolute und differentielle Stellgrößenbeschränkung explizit berücksichtigt und das Modell auch die Kommunikationstotzeit aus Abschnitt 3.2.1 enthält, sollte das Ergebnis der MPR mehr oder weniger optimal sein. Dieses hängt noch von Prädiktions- und Stellhorizont sowie der Gewichtung in der Kostenfunktion ab, jedoch haben Versuche gezeigt, dass hier nicht mehr viel Optimierungspotential ist. Die Schlussfolgerung ist, wie auch bei der Antriebsstrangdämpfung mit BPF in Abschnitt 4.6.2, dass die zweite Eigenfrequenz der WEA auf dem Prüfstand mit den vorliegenden Stellgrößenbeschränkungen und der vorhandenen Totzeit nicht gedämpft werden kann.

5.1.2.2 Frequenzanalyse

Die Simulation aus Abbildung 5.5 wird nun noch über einen breiteren Bereich frequenzanalysiert, um die Erkenntnisse aus dem letzten Abschnitt nachzuweisen. Außerdem wird die Robustheit gegen Parameterabweichung der Strecke untersucht.

In Abbildung 5.7 wird die spektrale Leistungsdichte der Generator-drehzahl der Simulation aus Abbildung 5.5 im Vergleich mit dem Zielspektrum der reinen WEA Simulation gezeigt. Die WEA im Feld ist blau, die WEA auf dem HIL Prüfstand grün aufgetragen.

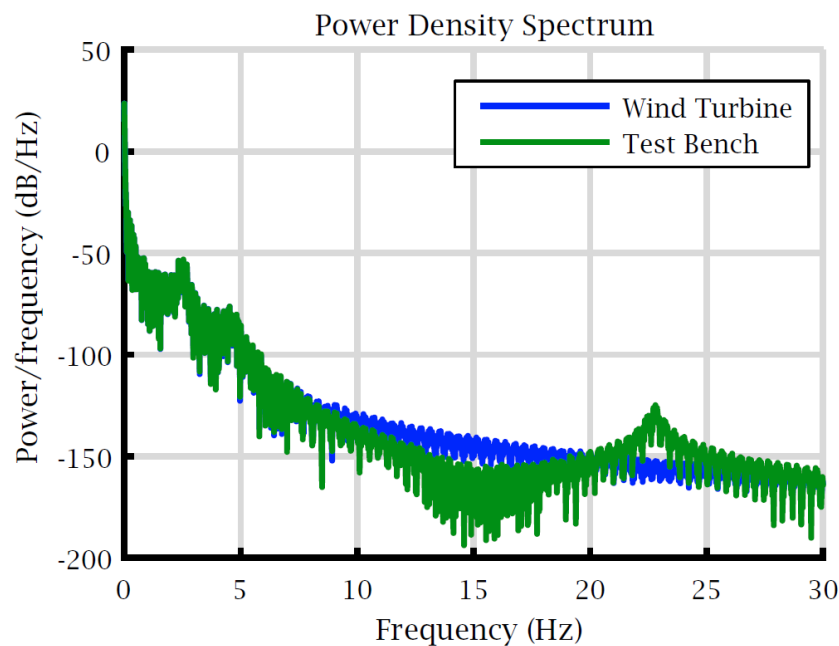


Abb. 5.7: Spektrale Leistungsdichten der Generator-drehzahlen der WEA auf dem Feld und auf dem HIL Prüfstand aus der Simulation aus Abbildung 5.5 [M8]

Dabei ist die gute Übereinstimmung bis circa 7 Hz zu beobachten. Beide Eigenfrequenzen der WEA im Feld aus Tabelle 3.5 werden optimal emuliert. Gleichzeitig wird die erste Prüfstandseigenfrequenz komplett unterdrückt. Die zweite Prüfstandseigenfrequenz ist jedoch wie bereits im Zeitsignal gesehen nicht dämpfbar in dieser Konfiguration. Dazu wäre entweder ein höheres differentielles Motordrehmoment oder weniger Kommunikationszeit notwendig. Jedoch ist das Ergebnis auf der geringen Restamplitude für einen sicheren Betrieb akzeptabel.

5.1.2.3 Abweichendes Streckenmodell

Zum Schluss wurde die gleiche Simulation noch einmal mit abweichendem Streckenverhalten durchgeführt. Dabei wurden die beiden Trägheiten des Motors I_{mot} und des Flansches I_{fla} um 20 % erhöht und die Anschlusssteifigkeit s_{fla} und -dämpfung d_{fla} an den Prüfstand um 20 % verringert, was ein Worst Case Szenario für die dynamische Regelbarkeit darstellen soll.

$$I_{\text{motdet}} = I_{\text{mot}} \cdot 1,2 \quad (5.1)$$

$$I_{\text{fladet}} = I_{\text{fla}} \cdot 1,2 \quad (5.2)$$

$$s_{\text{fladet}} = s_{\text{fla}} \cdot 0,8 \quad (5.3)$$

$$d_{\text{fladet}} = d_{\text{fla}} \cdot 0,8 \quad (5.4)$$

Das Ergebnis ist ebenso als Leistungsdichtespektrum in Abbildung 5.8 geplottet. Die

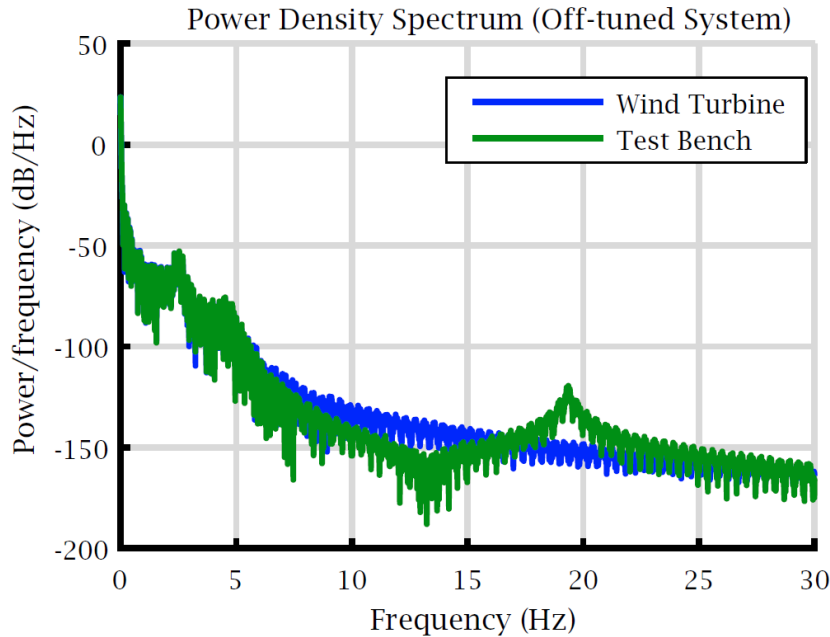


Abb. 5.8: Spektrale Leistungsdichten der Generator Drehzahlen der WEA auf dem Feld und auf dem HIL Prüfstand mit abweichenden Streckenparametern wie in Abbildung 5.5 [M8]

WEA im Feld ist wieder blau, auf dem Prüfstand grün gezeichnet.

Auch in diesem Fall arbeitet die MPR noch stabil, die dynamische Antriebsstrangemulation wird jedoch auf eine Bandbreite von circa 5 Hz reduziert. Die erste Eigenfrequenz der

WEA auf dem Prüfstand wird weiterhin erfolgreich gedämpft. Gleichzeitig ist die Verschiebung der zweiten Eigenfrequenz durch die Parametervariation hin zu circa $f_{2\text{det}} = 19 \text{ Hz}$ deutlich zu erkennen. Sie kann weiterhin nicht gedämpft werden.

5.1.3 Modellbasierte Prädiktive Drehzahlregelung

Die Inbetriebnahme aller vorgestellten Regelungsansätze wird bei einem solch komplexen, leistungsstarken und sicherheitskritischen System kleinschrittig vorgenommen. Insbesondere die MPR wird zuerst als reine Drehzahlregelung mit synthetischen Eingängen ohne aktivierte WEA Regelung erprobt. Da außerdem in dieser Arbeit auch nur dieser Schritt im Experiment umgesetzt wurde, werden hier noch die entsprechenden vorbereitenden Simulationen für diesen Fall vorgestellt.

5.1.3.1 Führungsverhalten

Abbildung 5.9 zeigt das Führungsverhalten der so mit der MPR drehzahlgeregelten WEA auf dem Systemprüfstand. Oben sind Generatorsoll- und Istdrehzahl in rot und schwarz aufgetragen und unten Motor- und Generator Drehmoment in schwarz und grün gestrichelt. Das Sollprofil wurde so gewählt, dass es zwar für die vorhandene Konfiguration der WEA auf dem Systemprüfstand anspruchsvoll abzufahren, jedoch erreichbar ist. Das Generator Drehmoment wird ebenso manuell gestellt und hier konstant gehalten, um das Führungsverhalten zu untersuchen. Die Solldrehzahl wird innerhalb von 1 s um 1 U/min rampenförmig erhöht und wieder verringert.

Das resultierende Verhalten ist sehr performant mit geringem Schleppfehler und quasi schwingungsfrei. Der Verlauf des Motordrehmomentes zeigt dabei interessanterweise das inhärente Dämpfungsverhalten der MPR. Der Schleppfehler ließe sich ebenso mit geringerer Kommunikationstotzeit und einer höheren Motordrehmomentrate verringern, wie Simulationen zeigen.

5.1.3.2 Störverhalten

Nun wird das Störverhalten in Abbildung 5.10 untersucht. Der Plot ist analog zu Abbildung 5.9 aufgebaut. Lediglich wird in diesem Fall die Solldrehzahl konstant gehalten,

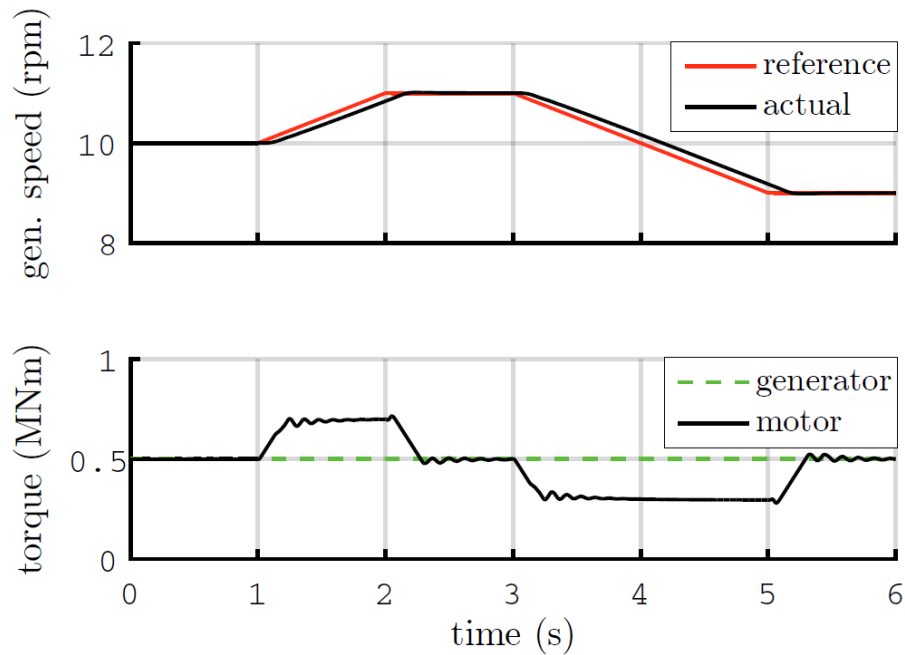


Abb. 5.9: Führungsverhalten der mit der MPR drehzahlgeregelten WEA auf dem Systemprüfstand [M7]

das Generatordrehmoment jedoch rampenförmig mit einer ebenso anspruchsvollen, jedoch realistischen Rate von 1 MNm/s variiert.

Die Drehzahl wird nahezu nicht beeinflusst durch das Generatordrehmoment. Lediglich Restschwingungen mit geringer Amplitude bleiben erhalten. Auch diese ließen sich durch eine geringere Kommunikationstotzeit und eine höhere Motordrehmomentrate weiter reduzieren.

5.1.3.3 Frequenzanalyse

Das exzellente Führungsverhalten der MPR Drehzahlregelung der WEA auf dem Prüfstand spiegelt sich auch in der spektralen Leistungsdichte der Generatordrehzahl aus der Simulation in Abbildung 5.9 wider. Es ist in Abbildung 5.11 gezeigt. Die erste Eigenfrequenz des Antriebsstranges der WEA auf dem Prüfstand ist exzellent gedämpft. Die zweite Eigenfrequenz ist lediglich mit sehr geringer Amplitude vorhanden und kann mit der gegebenen Konfiguration wie in den vorherigen Abschnitten bereits erläutert nicht weiter gedämpft werden.

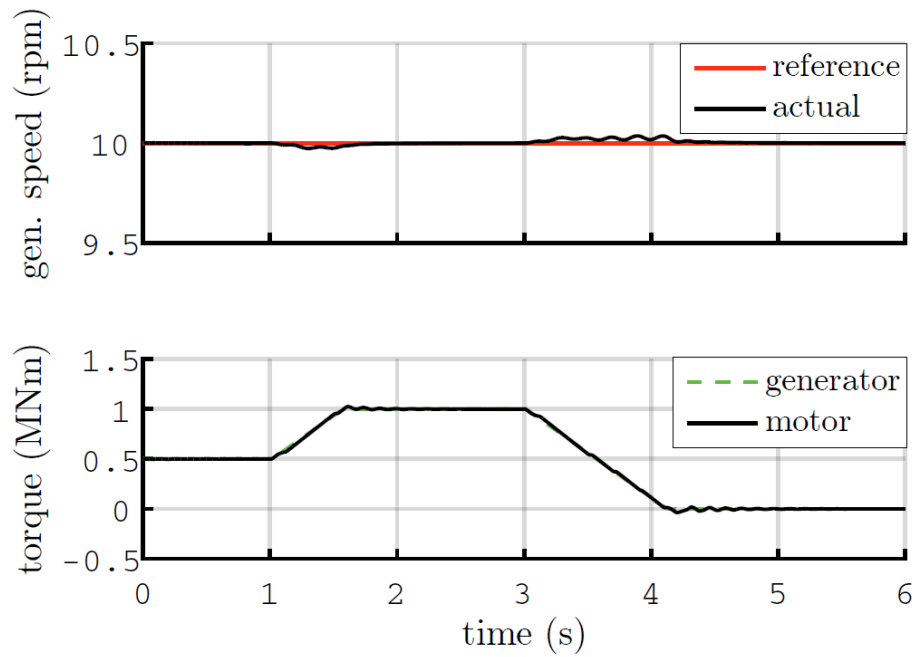


Abb. 5.10: Störverhalten der mit der MPR drehzahlregelten WEA auf dem Systemprüfstand [M7]

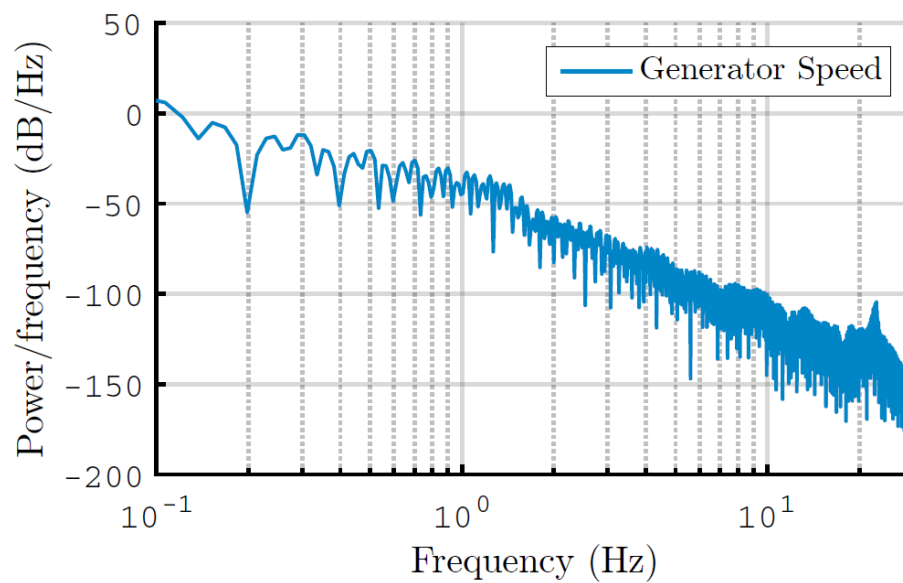


Abb. 5.11: Spektrale Leistungsdichte der mit der MPR geregelten Generatordrehzahl der WEA auf dem Systemprüfstand aus der Simulation aus Abbildung 5.9 [M7]

5.2 Experiment

Abschließend werden in diesem Abschnitt die experimentellen Ergebnisse der in dieser Arbeit entwickelten Forschungsplattform mit der WEA auf dem Systemprüfstand präsentiert. Zunächst wird einer der ersten erfolgreichen Starts der Forschungswindenergieanlage im HIL Betrieb auf dem Systemprüfstand, realisiert mit der Trägheitsemulation, gezeigt und das Verhalten beschrieben. Anschließend wird die an den für die Zertifizierung einer Anlage im Feld erforderliche Testkatalog angelehnte Messkampagne vorgestellt. Eine beispielhafte Messung mit dem fertigen System sowie die gemittelte Leistungskurve über die gesamte Kampagne werden anhand der Simulation validiert. Ebenso wird ein Experiment mit sich permanent verändernden Windbedingungen als Beispiel für das große Potential des Systems im Hinblick auf die neuen Testmöglichkeiten und die industrielle Verwertung präsentiert.

Schließlich wird die MPR als reine Drehzahlregelung der WEA auf dem Prüfstand in Betrieb genommen und das Ergebnis analysiert. Bei einer Rückführung in die Simulation werden erste Verbesserungsmöglichkeiten für die Zukunft identifiziert.

5.2.1 Erster Start der WEA mit Trägheitsemulation auf dem Systemprüfstand

Da die Forschungswindenergieanlage in dieser Arbeit neu aufgebaut wurde und dieses Projekt das erste auf dem ebenso neuen Systemprüfstand war, war der Inbetriebnahme- und Verbesserungsprozess bis hin zur fertigen Forschungsplattform ein sehr iterativer. Der erste Start der WEA wurde daher mit der vergleichsweise einfachen Trägheitsemulation durchgeführt und war ein großer Erfolg. Einer der ersten Starts ist in den Abbildungen 5.12 und 5.13 gezeigt. In Abbildung 5.12 sind oben rechts die mittlere Windgeschwindigkeit in blau und die daraus mit der eingestellten Turbulenzintensität von 12 % resultierende Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe in schwarz aufgetragen. Jedoch war in diesem Test das Windmodul noch fehlerhaft, sodass die Windgeschwindigkeit viel zu wenig variiert und sich zu schnell wiederholt. In späteren Versionen wurde dieses Problem behoben. Darunter sind Soll- und Istpitchwinkel in blau und schwarz gezeigt. Oben links sind die Soll- und Ist Drehmomente von Motor und Generator in rot, grün, schwarz und gelb dargestellt und schließlich unten links Motor- (rot) und Generatordrehzahl (grün).

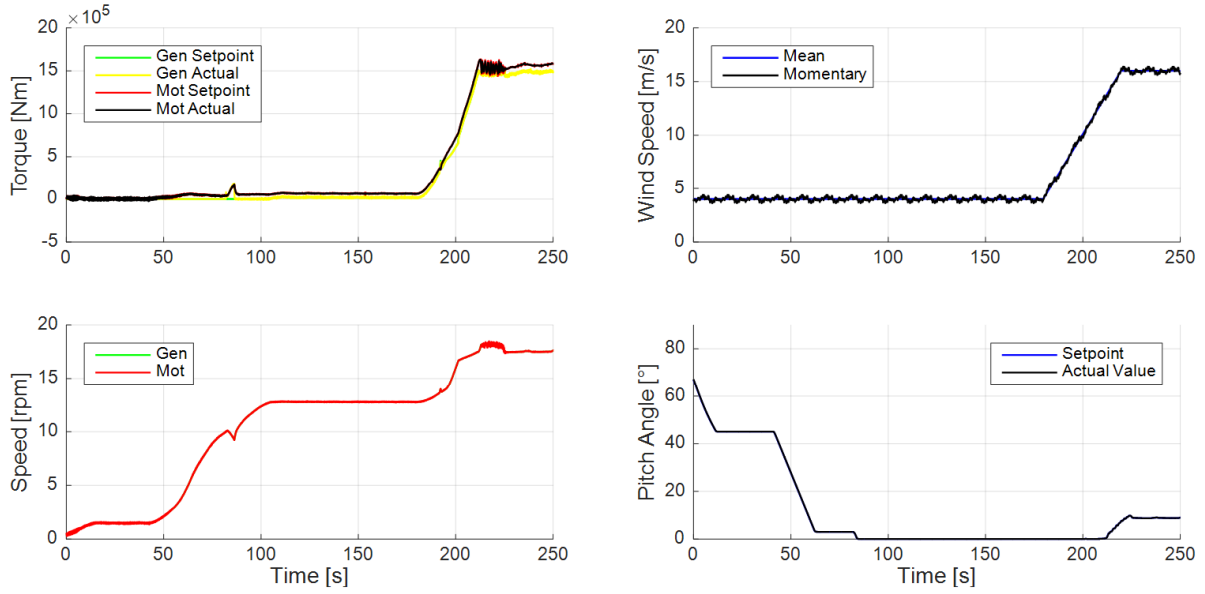


Abb. 5.12: Startprozess im HIL Betrieb der Forschungswindenergieanlage auf dem Systemprüfstand mit IE im Experiment

Kurz vor Beginn der Messung trudelt die Anlage, die mittlere Windgeschwindigkeit wird auf $v_{\text{wind}} = 4 \text{ m/s}$ erhöht und der Start manuell ausgelöst. Zur Zeit $t = 0 \text{ s}$ fahren die Blätter bereits seit einigen Sekunden in den Wind, womit sich die Drehzahl langsam erhöht. Nun ist die Anlage am Übergang zwischen den Betriebszuständen Start und Hochlauf aus Abschnitt 3.5.5, der Pitchwinkel wird auf minimal $\vartheta_{\text{start}} = 45^\circ$ begrenzt, sodass sich eine konstante Drehzahl einstellt und der Antriebsstrang wird anhand der Automatisierung mit den Nebenaggregaten auf den Betrieb vorbereitet und die relevanten Sensoren werden überwacht. Sind alle Bedingungen für den Übergang in den Hochlauf erfüllt, wie beispielsweise die Erreichung einer Mindestdrehzahl, so wird der Pitchwinkel freigegeben und die Blätter fahren im Zustand Hochlauf weiter in den Wind. Während der Triebstrang weiter beschleunigt, wird das elektrische System auf die Verbindung mit dem Netz vorbereitet und wiederum der Pitchwinkel auf $\vartheta_{\text{Hochlauf}} = 3^\circ$ begrenzt bis alle notwendigen Bedingungen für den Übergang in den Zustand Energieproduktion gegeben sind. Schließlich synchronisiert der Umrichter bei circa $t = 80 \text{ s}$ mit dem Netz, was eine kurze Generatordrehmomentspitze zur Folge hat, bis der Umrichterregler eingeschwungen ist. Daher bremst der Antriebsstrang kurz ab, um dann weiter zu beschleunigen. Da das Windangebot nur gerade so rund um die Cutin-Windgeschwindigkeit der Anlage liegt, wird sehr wenig Energie produziert, weshalb sowohl Motor- als auch Generatordrehmoment noch sehr gering sind.

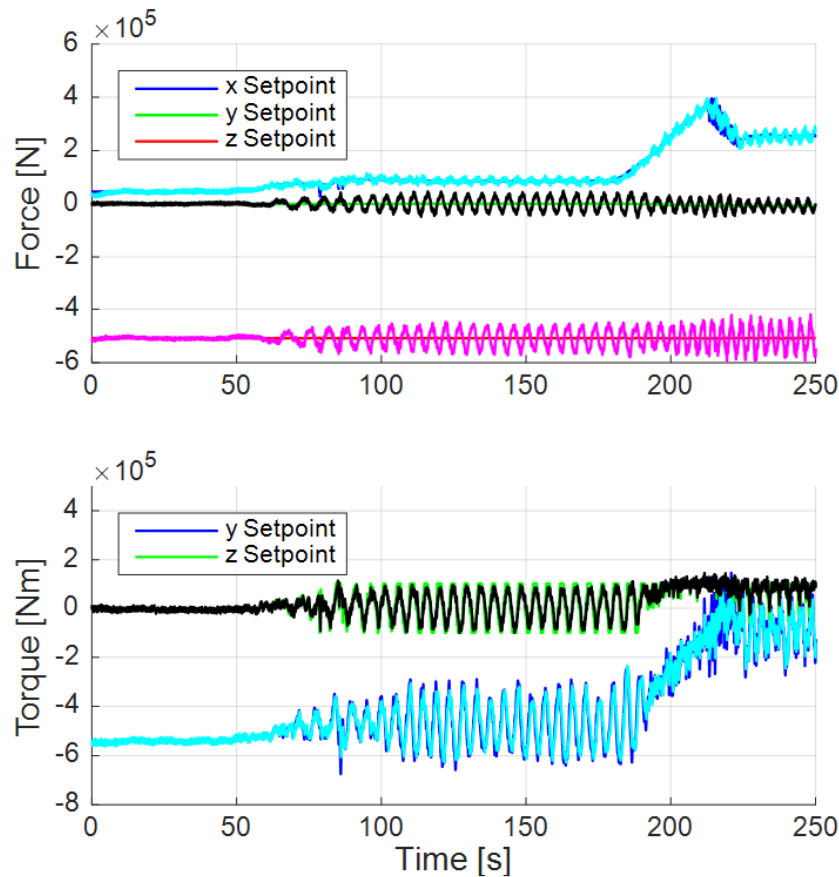


Abb. 5.13: NTL beim Startprozess im HIL Betrieb der Forschungswindenergieanlage auf dem Systemprüfstand mit IE im Experiment

Bei ungefähr $t = 180$ s wird nun die mittlere Windgeschwindigkeit bis in den Volllastbereich rampenförmig erhöht. Die Anlage reagiert darauf mit einer weiteren Erhöhung der Drehzahl, betritt damit den steilen Ast der Generator Drehmomentkennlinie aus Abschnitt 3.5.6.1 und das Generator Drehmoment erhöht sich bis die Nennleistung erreicht ist. Beim Erreichen des Übergangs zwischen Teil- und Volllastbereich schwingen beide Drehmomente relativ stark, was in späteren Versionen des Systems durch die abgestimmte Parametrierung von Forschungswindenergieanlage und HIL System behoben werden konnte. Nun pitchen die Blätter auch in den Wind und alle Regelkreise sind geschlossen, das Gesamtsystem funktioniert.

Die korrespondierenden Lasten in den anderen fünf Freiheitsgraden, die das NTL System parallel appliziert sind in Abbildung 5.13 geplottet. Oben sind die Kräfte in alle drei Raumrichtungen mit Soll- und Istwert aufgezeichnet. Der Sollwert in x-Richtung ist blau,

in y-Richtung grün und in z-Richtung rot dargestellt, die jeweiligen Istwerte liegen darüber in türkis, schwarz und magenta. Unten sind die Drehmomente in y- und z-Richtung ebenso mit Soll- und Istwert zu finden. Der Sollwert in der y-Richtung ist blau, der in z-Richtung grün geplottet und die Istwerte liegen wieder in schwarz und cyan darüber.

Die Kraft in z-Richtung ist relativ konstant bei einem Wert, der maßgeblich durch die Masse des Rotors hervorgerufen wird. Hiermit wird das Hauptlager entsprechend seiner Auslegung belastet und ist so erst im korrekten Betriebsbereich. Da in diesem Versuch keine Schräganströmung eingestellt war, ist die Kraft in y-Richtung nahezu Null. Die Schubkraft wiederum erhöht sich mit der steigenden mittleren Windgeschwindigkeit und nimmt beim Pitchen der Blätter wieder etwas ab. Alle Sollwerte werden relativ konstant aus der aeroelastischen Simulation vorgegeben, die Istwerte schwanken jedoch mit der Drehzahl des Antriebsstranges. Da die unterlagerte Regelung des NTL Systems nicht zugänglich ist, wurde dies so hingenommen, hier besteht jedoch Optimierungspotential für die Zukunft.

Das Biegemoment in y-Richtung verhält sich wie zu erwarten ähnlich der Schubkraft, jedoch schanken hier auch die Sollwerte, so auch beim Biegemoment in z-Richtung. Dieser Effekt wurde vorerst wegen der mangelnden Zugänglichkeit des NTL Systems nicht weiter untersucht. Das Biegemoment in z-Richtung bewegt sich ebenso ähnlich wie die Querkraft nahe Null.

5.2.2 An den Zertifizierungskatalog angelehnte Messkampagne

Die entwickelte Plattform wurde nach der Inbetriebnahme im gesamten Arbeitsbereich erprobt und teilweise nachparametriert. Anschließend wurde eine Messkampagne definiert und durchgeführt, welche den wichtigsten Teil einer typischen Zertifizierungsmessung abdeckt. So kann das Potential des Systems nicht nur für Tests im Entwicklungsprozess, sondern auch für diese Anwendung gezeigt werden. Die Kampagne ist in Tabelle 5.1 dokumentiert. Dabei wurden Tests mit laminarem Wind, mit 12 % und mit 14 % Turbulenzintensität gemacht, wie in der Tabelle unterteilt. Zusätzlich wurden exemplarische Tests mit $\gamma = \pm 6^\circ$ Schräganströmung von links und rechts in Teil- und in Volllast durchgeführt. Auch die EOG wurde einmal in laminarem Wind und bei 12 % Turbulenzintensität in der Teillast ausgelöst. Starts und Stopps wurden ebenso in Teil- und Volllast mit aufgenommen. Die gesamte Messkampagne wurde mit der Trägheitsemulation durchgeführt.

Tabelle 5.1: An den Testkatalog der Typenzertifizierung angelehnte Messkampagne der Forschungsplattform

Mittlere Windgeschwindigkeit [m/s]	Turbulenzintensität [%]	Schräganströmungswinkel [°]	Sonderereignis
4	0	0	-
8	0	0	-
8	0	0	EOG50
12	0	0	-
16	0	0	-
20	0	0	-
24	0	0	-
4	12	0	-
8	12	0	-
8	12	-6	-
8	12	+6	-
8	12	0	EOG50
12	12	0	-
16	12	0	-
16	12	-6	-
16	12	+6	-
20	12	0	-
24	12	0	-
4	14	0	-
8	14	0	-
12	14	0	-
16	14	0	-
20	14	0	-
24	14	0	-

Dabei dauerte wie in der Zertifizierung auch jeder einzelne Test zehn Minuten.

Neben der vorgestellten Messkampagne wurden sehr viele weitere Tests bei Inbetriebnahme und Entwicklung des Systems gemacht, deren Daten auch für zukünftige Verbesserung genutzt werden können. Dabei sind nicht nur HIL Tests, sondern auch manuelle oder drehzahlgeregelte Versuche.

5.2.3 Exemplarische Tests mit Trägheitsemulation

Die im letzten Abschnitt vorgestellte Messkampagne wurde, wie bereits zuvor motiviert, mit der Trägheitsemulation durchgeführt. In diesem Abschnitt wird ein exemplarischer Test bei mittlerer Turbulenz in Volllast im Zeit- und Frequenzbereich analysiert und mit der Simulation der WEA im Feld und auf dem Prüfstand validiert. Anschließend wird die Möglichkeit der schnellen Testung willkürlicher Windbedingungen in einem Test gezeigt, in dem die mittlere Windgeschwindigkeit stufenweise erhöht wird. Schließlich wird die Leistungskurve über die verschiedenen Tests gemittelt und ebenso mit den Simulationen verglichen.

5.2.3.1 Volllast bei mittlerer Turbulenz

Der Volllasttest bei mittlerer Turbulenz im Vergleich mit den Simulationen ist in den Abbildungen 5.14 und 5.15 gezeigt. In Abbildung 5.14 finden sich oben rechts die eingestellte

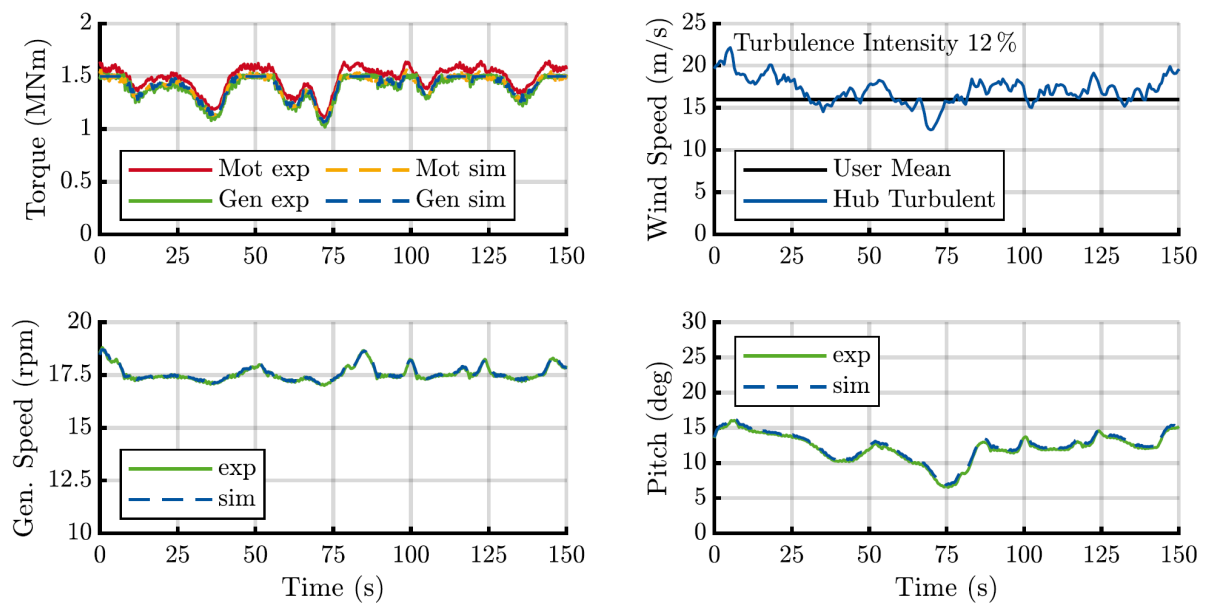


Abb. 5.14: Die Forschungsplattform: HIL Betrieb der WEA auf dem Systemprüfstand bei Volllast mit mittlerer Turbulenz im Vergleich mit den Simulationen der WEA im Feld und auf dem Prüfstand [M5]

mittlere Windgeschwindigkeit und Turbulenzintensität sowie die daraus resultierende

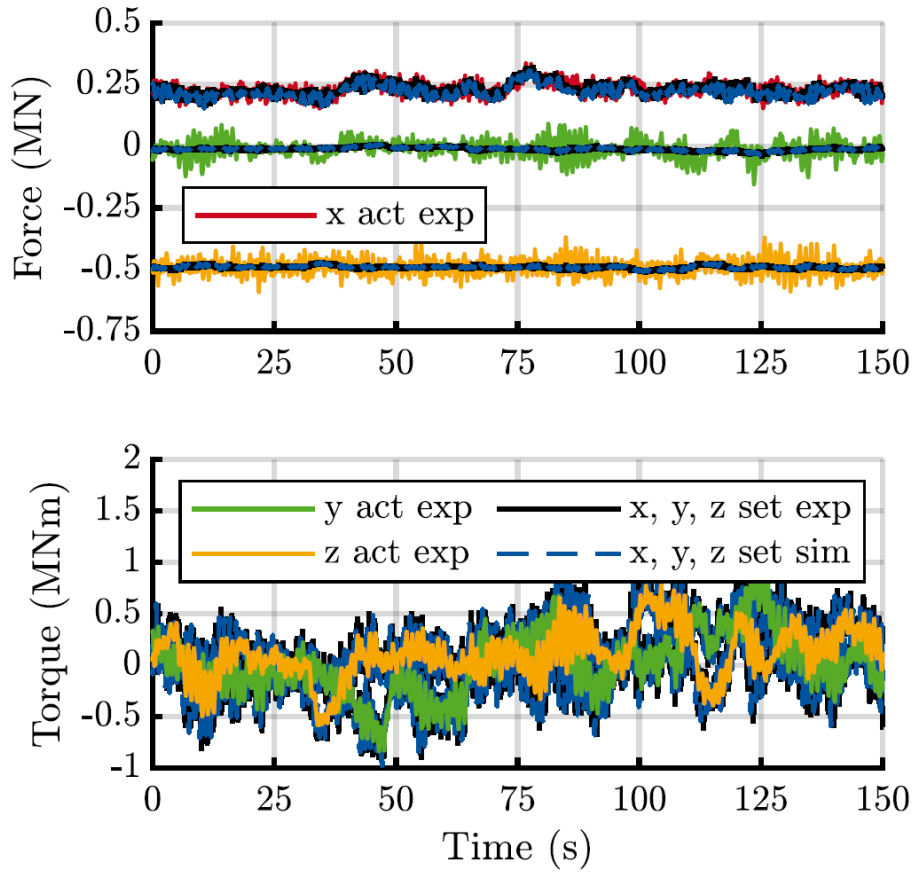


Abb. 5.15: Die Forschungsplattform: Lasten in den anderen Freiheitsgraden im HIL Betrieb der WEA auf dem Systemprüfstand bei Vollast mit mittlerer Turbulenz im Vergleich mit den Simulationen der WEA im Feld und auf dem Prüfstand [M5]

Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe. Diese sind in Simulation und Experiment als Eingang der Simulation gleich und dienen auch zur zeitlichen Synchronisation. Darunter sind die Pitchwinkel in Simulation und Experiment miteinander verglichen. Links oben sind die Motor- und Generatordrehmomente geplottet und darunter die resultierenden Generatordrehzahlen.

Die Experimente liefen stabil und effizient ab. Wie man sieht, ist die Übereinstimmung der Pitchwinkel und Generatordrehzahlen exzellent. Das Motordrehmoment im Experiment liegt leicht über dem Generatordrehmoment, was den Verlusten entlang des Antriebstranges geschuldet ist. Da in der Simulation die Verluste nicht modelliert wurden, liegen hier beide aufeinander. Schließlich liegt das Generatordrehmoment im Experiment nahezu auf dem Generatordrehmoment in der Simulation.

Abbildung 5.15 zeigt die zu diesem Experiment korrespondierenden Lasten in den anderen fünf Freiheitsgraden. Oben sind die Soll- und Istkräfte im Experiment in x-, y- und z-Richtung und die Sollkräfte in der Simulation geplottet. In der Simulation existiert kein Modell des NTL Systems, da dieses nicht Kern dieser Arbeit ist und es auch nicht zugänglich ist. Im Experiment jedoch existieren Sensoren für die Istwerte, welche in das HIL System eingebunden wurden. Unten sind ebenso die Soll- und Istdrehmomente im Experiment mit den Solldrehmomenten in der Simulation verglichen.

Alle Sollwerte aus Experiment und Simulation stimmen sehr gut überein. Darüber hinaus schwingen die Istwerte im Experiment relativ stark mit der aktuellen Drehzahl, was durch die mangelhafte unterlagerte Regelung des NTL Systems hervorgerufen wird. Dieses ist nicht zugänglich, weswegen dies hingenommen werden muss.

5.2.3.2 Leistungskurve

Die Leistungskurve wurde bereits in Abschnitt 3.5.6 eingeführt. Die im Entwicklungsprozess einer WEA vorausberechnete Leistungskurve wird bei der Typenzertifizierung dieser im Feld durch die Mittelung der jeweils zehn Minuten langen Messungen berechnet. Dabei muss sich die Windgeschwindigkeit während der Messung innerhalb eines gewissen Bandes befinden, da der Wind im Feld nicht beeinflussbar ist. Analog dazu wurden solche Leistungskurven aus den Daten der Simulationen der WEA im Feld und auf dem Prüfstand und dem Experiment auf dem Prüfstand erstellt und in Abbildung 5.16 miteinander verglichen. Die experimentellen Daten sind als grüne Dreiecke eingetragen, die simulierte WEA im Feld ist blau und auf dem Prüfstand rot gestrichelt.

Simulierte WEA im Feld und auf dem Prüfstand liegen aufeinander, so wurde das System ausgelegt. Die experimentelle Leistungskurve liegt leicht unter diesen beiden Kurven, was darin begründet ist, dass bei den experimentellen Daten die elektrische Ausgangsleistung des Umrichters genutzt wurde, von welcher bereits die leistungselektronischen Verluste abgezogen sind. Da das elektrische System in der Simulation nicht modelliert ist, liegt deren Leistung also leicht höher.

Alle Tests aus der Messkampagne funktionierten eben gut. Die bisherigen Ergebnisse belegen, dass mindestens funktionale Tests mit aktivierter originaler Steuerung und mit nicht allzu hoher erforderlicher reproduzierter Antriebsstrangdynamik einer WEA auf einem Systemprüfstand eingebettet in ein HIL System möglich sind und viele Vorteile

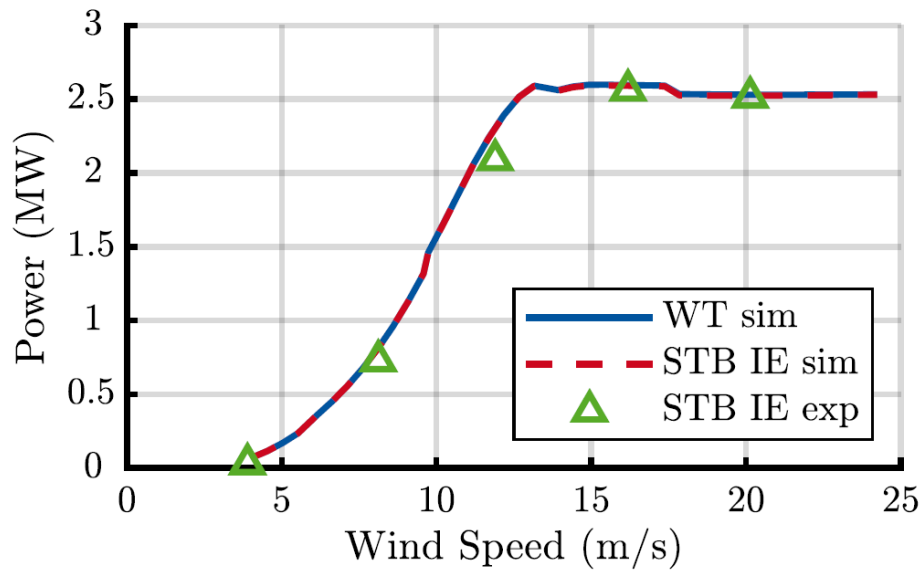


Abb. 5.16: Leistungskurven der WEA im HIL Betrieb auf dem Prüfstand und der simulierten WEA im Feld und auf dem Prüfstand [M5]

bieten. Ebenso erfüllt die in dieser Arbeit zu entwickelnde Forschungsplattform diese Anforderung.

5.2.3.3 Frequenzanalyse

Schließlich vergleicht Abbildung 5.17 wiederum die spektralen Leistungsdichten der Generator-drehzahlssignale der WEA in Teillast im HIL Betrieb auf dem Prüfstand in Simulation und Experiment mit der WEA im Feld und dem Antriebsstrang der WEA auf dem Prüfstand ohne Trägheitseмуляtion. Der Antriebsstrang der WEA auf dem Prüfstand ohne Trägheitseмуляtion ist schwarz, die WEA im Feld blau, die WEA im HIL Betrieb auf dem Prüfstand in Simulation rot und im Experiment grün.

Der unregelte Systemprüfstand zeigt die bereits bekannten beiden höheren Eigenfrequenzen und höhere Verstärkung im Gegensatz zur Anlage im Feld. Die WEA im HIL Betrieb in der Simulation hat die notwendige geringere Verstärkungen, die Eigenfrequenzen der WEA im Feld werden jedoch wie erwartet nicht emuliert. Ähnlich verhält sich das Experiment, wobei hier noch weiteres Rauschen im höheren Frequenzbereich hinzukommt.

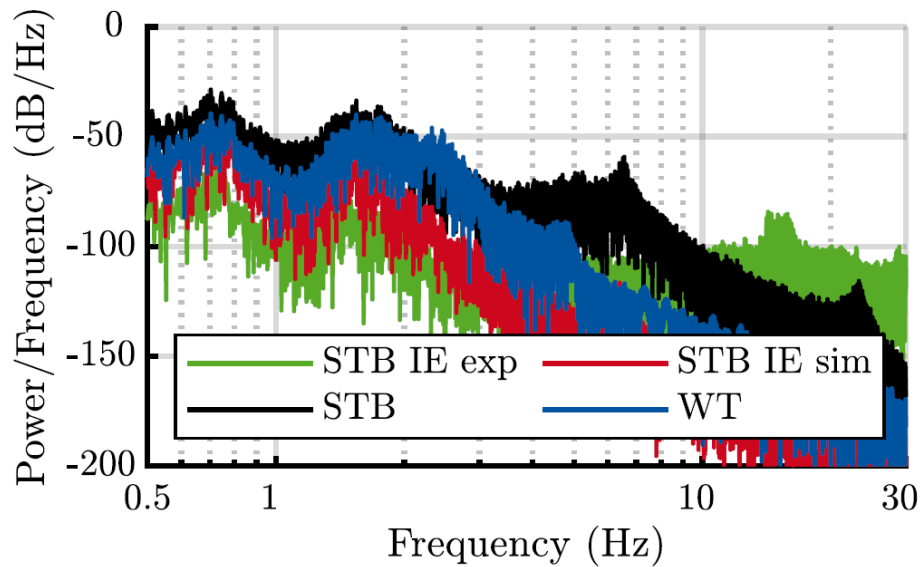


Abb. 5.17: Spektrale Leistungsdichten der Generator Drehzahl signale der WEA in Teillast im HIL Betrieb auf dem Prüfstand in Simulation und Experiment, der WEA im Feld und des Antriebsstranges der WEA auf dem Prüfstand ohne Trägheitseмуляtion [M5]

5.2.3.4 HIL Betrieb mit willkürlichen Windbedingungen

Ein großer Vorteil der vorgestellten Forschungsplattform ist der effiziente, reproduzierbare Labortest einer WEA auf einem Systemprüfstand unter willkürlichen Windbedingungen, welche sich schnell ändern lassen. Dies ist in Abbildung 5.18 verdeutlicht, die den HIL Betrieb der Forschungswindenergieanlage auf dem Systemprüfstand mit der Trägheitseмуляtion bei sich schnell ändernder mittlerer Windgeschwindigkeit zeigt. Der Aufbau der Abbildung ist identisch zu Abbildung 5.14. Die WEA startet im Teillastbetrieb bei der Cutin-Windgeschwindigkeit und die mittlere Windgeschwindigkeit wird immer wieder rampenartig bis hin zur hohen Volllast erhöht. Die Turbulenzintensität bleibt gleich, jedoch erhöht sich die Schwankung der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe mit der mittleren Windgeschwindigkeit. Die Forschungsplattform durchfährt alle Zustände sicher und korrekt. Alternativ kann auch der Seed des Windfeldgenerators geändert werden, das Windfeld neu gestartet, oder die Turbulenzintensität im Betrieb verändert werden, was die Tests auf dem Prüfstand noch effizienter macht.

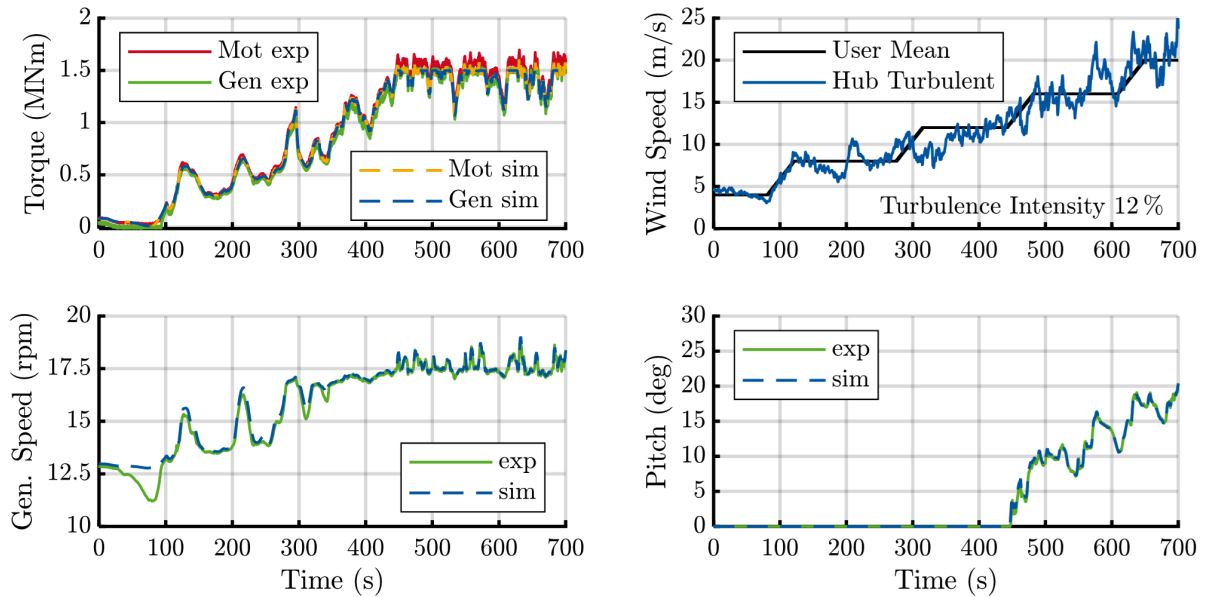


Abb. 5.18: HIL Betrieb der Forschungswindenergieanlage auf dem Systemprüfstand mit der Trägheitseмуляtion unter sich schnell ändernden Windbedingungen

5.2.4 Modellbasierte Prädiktive Drehzahlregelung

Die MPR wurde nur als Drehzahlregelung ohne HIL Simulation experimentell erprobt. Dies funktionierte zwar bis zur Nennleistung der Forschungswindenergieanlage, jedoch musste der Betrieb schnell wieder abgebrochen werden, da das Motordrehmoment stark oszillierend akuiert wurde und dies sich in ebenso starken Drehzahlschwingungen des Antriebsstranges äußerte. Dieses Ergebnis wird in diesem Abschnitt präsentiert und anschließend zurück in die Simulation überführt, um einen zukünftigen Ansatzpunkt zur Behebung dieses Problems zu finden.

5.2.4.1 Experiment

Zuerst wurde das Kalman Filter getestet und zeigte sehr gute Ergebnisse, die jedoch nicht Fokus dieser Arbeit sind und daher hier nicht präsentiert werden. Anschließend wurde die MPR als Drehzahlregelung in Betrieb genommen, wobei sich die Verläufe in Abbildung 5.19 ergeben haben. Oben sind Motordrehzahl in blau und Generatorzahl, zum besseren Vergleich reduziert auf die langsame Welle, in gelb aufgezeichnet und unten

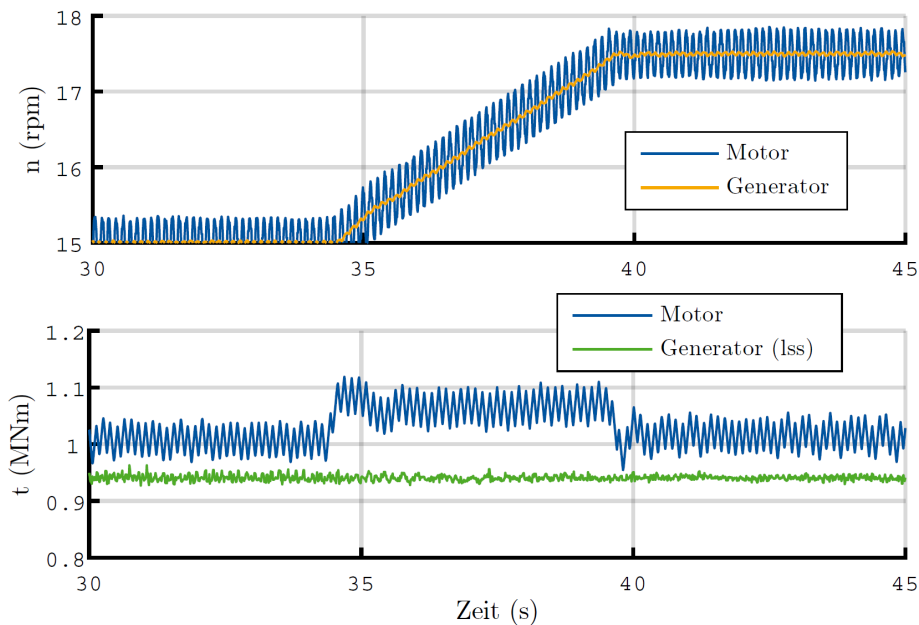


Abb. 5.19: Drehzahlregelung der Forschungswindenergieanlage auf dem Systemprüfstand mit der MPR und synthetischen Drehzahlprofilen [57]

Motordrehmoment wieder in blau und Generatordrehmoment, ebenso auf den Rotor bezogen, in grün.

Die MPR wurde zwar im gesamten Drehzahlbereich mit variierenden Generatordrehmomenten bis hin zur Nennleistung der Forschungswindenergieanlage getestet, jedoch ist hier nur ein kleiner Ausschnitt bei etwa 60 % Nennleistung gezeigt, um das Problem zu erläutern. Das Generatorisdrehmoment schwankt im von der Anlage bekannten Maße, wurde aber konstant vorgegeben. Das Motordrehmoment wird von der MPR so gestellt, dass der Solldrehzahl prinzipiell gefolgt wird, jedoch eine starke Oszillation überlagert ist. Die Frequenz ist nicht direkt zuordbar, weswegen die Vermutung naheliegt, dass der Ursprung entweder in einer falschen Abschätzung der Kommunikationstotzeit oder einer Abweichung des internen Modells liegt. Da das Modell in Abschnitt 3.2.3 bereits recht gut validiert war, ist die Totzeit die wahrscheinlichere Ursache.

5.2.4.2 Rückführung in die Simulation

An dieser Stelle ist die angedockte Simulationsumgebung als dritte Säule der entwickelten Forschungsplattform hilfreich. Die Messung aus dem letzten Abschnitt wurde in der

Simulation erfolgreich nachgestellt, indem die Situation in der Messung nachgestellt und dabei die Kommunikationstotzeit variiert wurde. Das Ergebnis ist Abbildung 5.20, wobei auch hier wieder alle Signale auf der langsamen Seite dargestellt sind. Bei einer

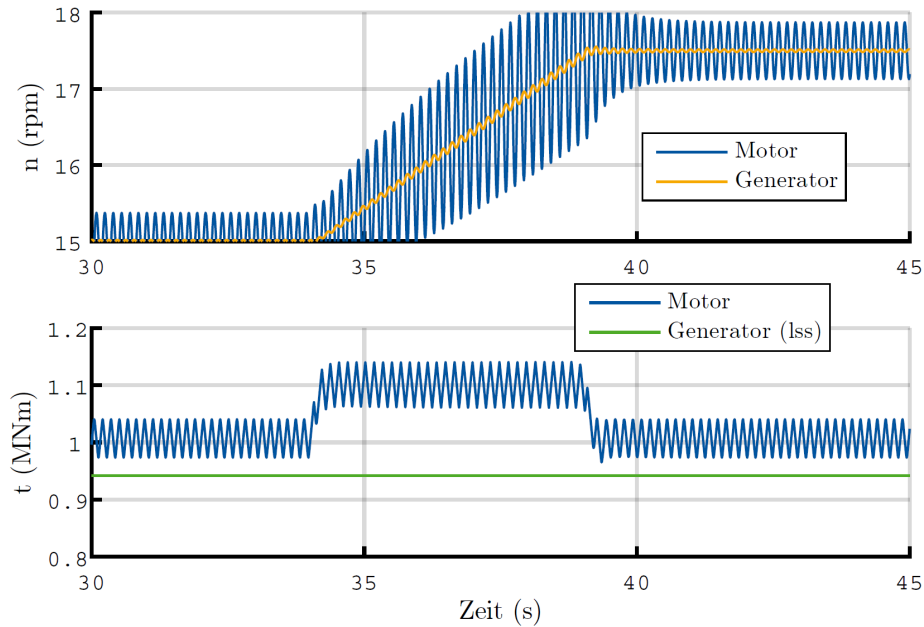


Abb. 5.20: Nachstellung des Experimentes der MPR als Drehzahlregelung der WEA auf dem Systemprüfstand aus Abbildung 5.19 in der Simulation mit variierten Kommunikationstotzeit [57]

eingestellten Totzeit von $T_{\text{dmot}} = 15 \text{ ms}$ statt wie zuvor 10 ms ähneln sich Frequenz und Amplitude der Schwingungen stark. Somit existiert die Forschungsplattform mit einer robusten Basismethode für die Antriebsstrangregelung, die jedoch nicht in der Lage ist, die Eigenfrequenzen korrekt zu emulieren. Dies ist mit der MPR möglich, wozu mit der Erstinbetriebnahme als reine Drehzahlregelung und der ersten Fehleranalyse bereits ein großer Schritt getan ist.

6 Schluss

Zum Schluss wird die Arbeit kurz zusammengefasst und anschließend ein Fazit gezogen sowie die Erreichung der Ziele aus Abschnitt 1.3 diskutiert. Schließlich werden wichtige Erkenntnisse aus der Arbeit noch einmal rekapituliert und im Ausblick Empfehlungen für die zukünftige Weiterentwicklung gegeben.

In der vorliegenden Arbeit wurde eine neuartige Forschungsplattform, bestehend aus einer Forschungswindenergieanlage, deren HIL Integration in einen Systemprüfstand und einer angedockten validierten Simulationsumgebung vorgestellt. Die WEA basiert auf einer kommerziellen Anlage, die viele Jahre an der Nordsee in Betrieb war und runterneuert sowie eigens nach Stand der Technik automatisiert wurde. Auf dem Prüfstand werden der Turm und der Rotor deinstalliert und die Anlage stattdessen mit einem Motor angetrieben sowie mit einem LAS in den übrigen Freiheitsgraden belastet. Damit die originale Steuerung jedoch auf dem Prüfstand betrieben und so das Gesamtsystemverhalten untersucht werden kann, muss die WEA in eine HIL Umgebung eingebettet werden, welche die auf dem Prüfstand nicht vorhandenen Komponenten emuliert und das ursprüngliche dynamische Antriebsstrangverhalten reproduziert, welches sich aufgrund der geringeren Trägheit und der veränderten Anschlusssteifigkeit und -dämpfung stark unterscheidet. Dazu werden drei verschiedene Regelungsalternativen angeboten, welche sich in Güte und Robustheit unterscheiden und zwei davon experimentell erprobt. Beim Prüfstandstest werden so lediglich die Windbedingungen vorgegeben und der Test läuft automatisiert und reproduzierbar ab. Zusätzlich wurde eine Simulationsumgebung aufgebaut und validiert, welche das Verhalten der Anlage im Feld sowie auf dem Prüfstand nachbildet. Diese wurde auch im Entwicklungsprozess der Automatisierung und des HIL Systems eingesetzt. Sie ist nahtlos in die Forschungsplattform integriert, da alle Echtzeitkomponenten per automatischer Codegenerierung direkt aus dem Modell heraus kompiliert werden. Außerdem ist sie modular aufgebaut, sodass alle Teilmodelle bedarfsweise durch Modelle anderer Detailtiefe ersetzt werden können. Die Übertragbarkeit

der Forschungsplattform auf andere WEA wurde im nachfolgenden CertBench-Projekt durch die problemlose Integration einer ENERCON Turbine auf dem Systemprüfstand des CWD der RWTH Aachen unter Beweis gestellt. Ebenso wurde das HIL System in einem nachfolgenden kommerziellen Projekt auf einem anderen Prüfstand und mit einer anderen WEA genutzt.

6.1 Fazit

Zu Beginn der Arbeit wurde in Abschnitt 1.3 das Ziel formuliert, am CWD der RWTH Aachen eine Forschungsplattform für Windenergieanlagen aufzubauen, welche aus den drei Komponenten

1. Forschungswindenergieanlage mit eigener Automatisierung nach Stand der Technik
2. HIL Umgebung, in die die WEA auf einem Systemprüfstand eingebettet ist
3. angedockte durchgängige und modulare Simulationsumgebung der Anlage im Feld und auf dem Prüfstand

besteht. Alle diese Ziele wurden erreicht, wie in der vorangegangenen Zusammenfassung der Arbeit detailliert erläutert wurde. Die Forschungsplattform wurde in einer Messkampagne, die an den Testkatalog der Typenzertifizierung angelehnt ist, erprobt und die Ergebnisse analysiert. Die Experimente zeigten eine gute Übereinstimmung mit der Simulation und die Prüfung war über den gesamten Katalog problemlos und sicher möglich. Die Messkampagne wurde innerhalb weniger Tage eingefahren, was eine massive Zeitersparnis gegenüber dem Feldtest darstellt, da dieser von der stochastischen Natur des Windes abhängt und weder deterministisch planbar noch exakt reproduzierbar ist. Dabei wurde die WEA stark mit Messtechnik instrumentiert. Die tiefgehende Prüfung wird außerdem dadurch begünstigt, dass die Automatisierungssysteme sowohl der HIL Umgebung als auch der WEA bekannt und frei zugänglich sind. Außerdem wurden erste Versuche zur Erhöhung der Dynamik der Antriebsstrangemulation gemacht, um auch im höheren Frequenzbereich realistische Lasten zu emulieren. Die Forschungsplattform ermöglicht somit den realistischen und effizienten Labortest von Windenergieanlagen. Zudem fungiert sie als validierte Basis für die Weiterentwicklung jeder ihrer drei Komponenten: Wird jeweils nur eine davon modifiziert, so ist aufgrund der Reproduzierbarkeit der Tests und der guten Zugänglichkeit des Systems eine viel detailliertere Analyse der

auftretenden Effekte möglich. Nicht zuletzt kann der Entwicklungsprozess neuer WEA durch die mögliche regelmäßigere Testung deutlich agiler gestaltet werden, was großes Potential birgt.

6.2 Ausblick

Im Laufe der Entwicklung der vorgestellten Plattform wurden viele wertvolle Erfahrungen insbesondere rund um das HIL System gemacht, Probleme gelöst und Optimierungspotential identifiziert. Da solch ein System zuvor nicht existierte, war dessen Entwicklung explorativ und es wurden unterschiedliche Lösungsansätze erprobt. Im Folgenden werden die daraus resultierenden zentralen Erkenntnisse für zukünftige Weiterentwicklungen des HIL Systems zusammengefasst.

Die Bandbreite der Antriebsstrangemulation hängt sehr stark mit der im Regelkreis enthaltenen Totzeit und dem möglichen stellbaren differentiellen Motordrehmoment zusammen. Soll also eine Minstdynamik erreicht werden, so kann mit der vorgestellten Simulationsumgebung nun vorab die dazu benötigte Stellgrößendynamik evaluiert und so ein Kriterium zur Prüfstandsauslegung gewonnen werden. Ebenso würden eigens für die Identifikation eines Antriebsstrangmodells und später auch für den Betrieb eines Beobachters eingerichtete zusätzliche Messstellen die Gewinnung eines besseren internen Modells und eine höhere Performanz sowie Robustheit der MPR ermöglichen. Damit würde eine bessere Ausnutzung der vorhandenen Stellgrößendynamik einhergehen.

Ein weiterer interessanter Ansatz zur Erhöhung der Regelgüte der Antriebsstrangemulation, der im Verlauf dieser Arbeit entstand, ist die Installation eines weiteren kleineren hochdynamischen Motors direkt am Flansch zur WEA. So wäre es möglich, die Regelungsaufgabe in einen statischen und einen dynamischen Teil aufzuspalten. Der große Motor wäre für das Hauptdrehmoment im Arbeitspunkt verantwortlich und der kleine für die dynamische Schwingungsregelung um diesen herum sowie die generelle Dynamikerhöhung. Die MPR bietet die einfache Möglichkeit, eine weitere Stellgröße mit eigenen Beschränkungen hinzuzufügen, sodass zu dieser Idee bereits eine Voruntersuchung gemacht wurde, deren Ergebnis vielversprechend war. Die Regelstrategie sieht dabei bei entsprechender Parametrierung vor, dass bei einer dynamischen Anforderung der schnellere und näher am Lasteinleitungspunkt gelegene kleinere Motor genutzt wird, sobald möglich aber der große Motor wieder Teile des zusätzlich notwendigen Drehmomentes in einem neuen

Arbeitspunkt übernimmt, sodass immer Stellkapazität am kleinen Motor vorgehalten wird.

Kurz nach dem hier vorgestellten Experiment wurde die MRC in einem kommerziellen Projekt umgesetzt, wo sie hohe Regelgüte bei großer Robustheit zeigte. Da sie auf dem gleichen PI-Regler basiert wie die hier erprobte Trägheitsemulation, ist eine Umsetzung auf der Forschungsplattform mit geringem Aufwand verbunden und sollte verfolgt werden. Außerdem wurden bereits weitere Verbesserungspotentiale für eben jenen PI-Regler innerhalb der Simulation gefunden: Das Generator Drehmoment kann direkt auf das Motordrehmoment aufgeschaltet werden und die statische Verstärkung des PI-Reglers sollte durch ein Gain Scheduling über Drehzahl oder Drehmoment ersetzt werden.

Auch die MPR lieferte erste experimentelle Ergebnisse als Drehzahlregelung bis hin zur Vollast, was ein großer Erfolg war. Die dabei aufgetretenen Schwingungen wurden bereits analysiert und eine wahrscheinliche Ursache gefunden, womit auch dieser Ansatz weiter verfolgt werden sollte. Insbesondere ihr wäre eine Verringerung der Totzeit durch eine schnellere Kommunikationsverbindung oder die Erhöhung des möglichen differentiellen Motordrehmomentes sehr zuträglich. (Das differentielle Motordrehmoment des Systemprüfstandes am CWD der RWTH Aachen ist nicht physikalisch sondern in Software auf den aktuellen Wert beschränkt. Dies sollte gemeinsam mit dem Hersteller evaluiert werden.)

Das aeroelastische Modell sollte um ein detailliertes Turmmodell erweitert werden. Anschließend könnten aktuell nicht implementierte, aber heutzutage übliche lastreduzierende Regler für den Turm auf der Seite der Forschungswindenergieanlage hinzugenommen werden, um hier noch enger an der Realität zu sein. Für die sonst auch übliche Antriebsstrangdämpfung von der Anlagenseite gestaltet sich das Problem jedoch schwieriger. Ein Fernziel wäre jedoch, dass die Antriebsstrangemulation die Eigenfrequenzen der WEA auf dem Prüfstand unterdrückt, die Trägheit und die Eigenfrequenzen der WEA auf dem Turm emuliert, deren Eigenfrequenzen jedoch anschließend wieder von der Antriebsstrangdämpfung der Anlage ausgeglichen werden. Dabei arbeiten jedoch zwei Regelkreise direkt gegeneinander, weswegen vermutlich eine Umstellung des HIL Systems auf die Regelgröße Drehmoment und der Ort der Messung auf den Flansch kurz vor der Anlage geändert werden müsste.

Letztlich sollte der Netzemulator auf der elektrischen Seite ebenso in ein PHIL System eingebunden werden wie der Motor in das MHIL System auf der mechanischen Seite. So

wäre maximale Flexibilität gegeben und anschließend kann eine Gesamtautomatisierung von Tests, denkbar auch remote, implementiert werden. Daran angeschlossen werden kann eine automatische Auswertung und Reporting zur Laufzeit, sodass fehlerhafte Tests automatisiert wiederholt werden. Die Vision ist, dass die Anlage nur noch installiert wird, ein Zertifizierungskatalog ausgewählt und wenige Tage später der fertige Testbericht automatisiert erstellt ist.

Mit diesen Weiterentwicklungen werden hinreichende Argumente offeriert, um das System auf regulatorischer Seite schlussendlich durchzusetzen und zum Standardtest für Windenergieanlagen zu machen. Feldtests wären nur noch in Ausnahmefällen notwendig. Es kann je nach Bedarf modular ausgewählt werden, welche Komponenten physikalisch und welche nur virtuell vorhanden sind. Nicht nur der Zertifizierungs- sondern auch der Entwicklungsprozess von Windenergieanlagen würde davon stark profitieren. Aktuell geht die Entwicklung sogar dahin, dass noch mehr Komponenten des Antriebsstranges auf dem Prüfstand virtualisiert werden, sodass beispielsweise nur noch der Umrichter mit angeschlossener HIL Emulation physikalisch getestet wird [36].

Literatur

- [1] ABEL, D.: *Regelungstechnik Umdruck zur Vorlesung und Ergänzungen (Höhere Regelungstechnik)*. Verlagsgruppe Mainz GmbH Aachen, 2011.
- [2] ABEL, D. ; BOLLIG, A.: *Rapid Control Prototyping Methoden und Anwendungen*. Springer-Verlag, 2006.
- [3] AGORA ENERGIEWENDE: *Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2023 Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2024*. Abgerufen am 22.02.2024. 2024.
- [4] ARBEITSKREIS DES PROJEKTES: *FVA-Gondel Belastungen an den Antriebskomponenten von Windenergieanlagen*. Abschlussbericht. RWTH Aachen, 2019.
- [5] ASCHEID, G. ; MEYR, H.: *Systemtheorie I Skript und Übungsaufgaben zur Vorlesung*. Verlagsgruppe Mainz GmbH Aachen, 2009.
- [6] ASCHEID, G. ; MEYR, H.: *Systemtheorie II Skript und Übungsaufgaben zur Vorlesung*. Verlagsgruppe Mainz GmbH Aachen, 2009.
- [7] AVEROUS, N. R.: *Analysis of the Application of a Grid Emulator to Conduct Grid Compliance Tests for Multi-Megawatt Wind Turbines*. Dissertation. RWTH Aachen, 2020.
- [8] AVEROUS, N. R. ; BERTHOLD, A. ; SCHNEIDER, A. ; SCHWIMMBECK, F. ; MONTI, A. ; DONCKER, R. W. D.: Performance tests of a power-electronics converter for multi-megawatt wind turbines using a grid emulator. In: *Journal of Physics: Conference Series* 753. Nr. 7 (Sep. 2016), S. 072015. DOI: 10.1088/1742-6596/753/7/072015.
- [9] AVEROUS, N. R. ; STIENEKER, M. ; DE DONCKER, R. W.: Grid emulator requirements for a multi-megawatt wind turbine test-bench. In: *2015 IEEE 11th International Conference on Power Electronics and Drive Systems*. 2015, S. 419–426. DOI: 10.1109/PEDS.2015.7203548.

- [10] AVEROUS, N. R. ; STIENEKER, M. ; KOCK, S. ; ANDREI, C. ; HELMEDAG, A. ; DE DONCKER, R. W. ; HAMEYER, K. ; JACOBS, G. ; MONTI, A.: Development of a 4 MW Full-Size Wind-Turbine Test Bench. In: *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics* 5. Nr. 2 (2017), S. 600–609. DOI: 10.1109/JESTPE.2017.2667399.
- [11] BALSHÜSEMANN, J.: *Entwicklung einer Modellbasierten Prädiktiven Regelung für eine Mechanical-level Hardware in the Loop Simulation des realen Triebstrang-verhaltens einer Windenergieanlage auf einem Systemprüfstand*. Bachelorarbeit. RWTH Aachen, 2016.
- [12] BARLOW, J. S.: Data-based predictive control with multirate prediction step. In: *Proceedings of the 2010 American Control Conference*. 2010, S. 5513–5519. DOI: 10.1109/ACC.2010.5530991.
- [13] BENZ, D.: *Entwicklung einer Teillastregelung einer Windenergieanlage mit Maximum Power Point Tracking*. Projektarbeit. RWTH Aachen, 2016.
- [14] BETZ, A.: *Windenergie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen*. Vandenhoeck und Ruprecht, 1926.
- [15] BI, L.: *Dynamic simulation of full-scale wind turbine nacelle system test benches*. Dissertation. RWTH Aachen, 2015.
- [16] BOSSANYI, E. ; SAVINI, B. ; IRIBAS, M. ; HAU, M. ; FISCHER, B. ; SCHLIPF, D. ; ENGELN, T. van ; ROSSETTI, M. ; CARCANGIU, C. E.: Advanced controller research for multi-MW wind turbines in the UPWIND project. In: *Wind Energy* 15. Nr. 1 (2012), S. 119–145. DOI: <https://doi.org/10.1002/we.523>.
- [17] BOSSANYI, E. A.: The Design of closed loop controllers for wind turbines. In: *Wind Energy* 3. Nr. 3 (2000), S. 149–163. DOI: <https://doi.org/10.1002/we.34>.
- [18] BOSSANYI, E. A.: Individual Blade Pitch Control for Load Reduction. In: *Wind Energy* 6. Nr. 2 (2003), S. 119–128. DOI: <https://doi.org/10.1002/we.76>.
- [19] BOSSANYI, E. A.: Further load reductions with individual pitch control. In: *Wind Energy* 8. Nr. 4 (2005), S. 481–485. DOI: <https://doi.org/10.1002/we.166>.
- [20] BOSSANYI, E. A. ; FLEMING, P. A. ; WRIGHT, A. D.: Validation of Individual Pitch Control by Field Tests on Two- and Three-Bladed Wind Turbines. In: *IEEE Transactions on Control Systems Technology* 21. Nr. 4 (2013), S. 1067–1078. DOI: 10.1109/TCST.2013.2258345.

-
- [21] BOUSCAYROL, A.: Different types of Hardware-In-the-Loop simulation for electric drives. In: *2008 IEEE International Symposium on Industrial Electronics*. 2008, S. 2146–2151. DOI: 10.1109/ISIE.2008.4677304.
- [22] DANG, D. ; WU, S. ; WANG, Y. ; CAI, W.: Model Predictive Control for maximum power capture of variable speed wind turbines. In: *2010 Conference Proceedings IPEC*. 2010, S. 274–279. DOI: 10.1109/IPEC0N.2010.5697119.
- [23] DARROW, J. ; JOHNSON, K. ; WRIGHT, A.: Design of a tower and drive train damping controller for the three-bladed controls advanced research turbine operating in design-driving load cases. In: *Wind Energy* 14. Nr. 4 (2011), S. 571–601. DOI: <https://doi.org/10.1002/we.443>.
- [24] DICKLER, S.: *Systematische Entwicklung und insdustriennahe Umsetzung Modell-prädiktiver Regelungen für Windenergieanlagen*. Dissertation. RWTH Aachen, 2022.
- [25] DRESIG, H. ; HOLZWEISSIG, F.: *Maschinendynamik*. Springer-Verlag, 2016.
- [26] dSPACE GMBH: *ControlDesk Experiment and Instrumentation Software for ECU Development*. Abgerufen am 23.02.2024. 2024.
- [27] FISCHER, B. ; JASSMANN, U.: A general framework for a control-based design of power and mechanical hardware-in-the-loop systems. In: *IFAC-PapersOnLine* 50. Nr. 1 (2017). 20th IFAC World Congress, S. 10957–10963. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2017.08.2467>.
- [28] FISCHER, B. ; MEHLER, C. ; ZUGA, A. ; SHAN, M.: Control design for mechanical hardware-in-the-loop operation of dynamometers for testing full-scale drive trains. In: *Wind Energy* 19. Nr. 10 (2016), S. 1889–1901. DOI: <https://doi.org/10.1002/we.1957>.
- [29] FREHN, A.: *Under voltage ride through tests on nacelle test benches equipped with a power hardware in the loop setup*. Dissertation. RWTH Aachen, 2022.
- [30] FUEST, H.: *Antriebsstrangdämpfung einer Windenergieanlage auf einem Systemprüfstand*. Bachelorarbeit. RWTH Aachen, 2017.
- [31] GASCH, R. ; TWELE, J.: *Windkraftanlagen Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb*. Springer-Verlag, 2016.

- [32] GAWTHROP, P. ; VIRDEN, D. ; NEILD, S. ; WAGG, D.: Emulator-based control for actuator-based hardware-in-the-loop testing. In: *Control Engineering Practice* 16. Nr. 8 (2008). Special Section: IFAC Conference on Analysis and Design of Hybrid Systems (ADHS'06), S. 897–908. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.conengprac.2007.10.009>.
- [33] GEYLER, M. ; CASELITZ, P. In: *at - Automatisierungstechnik* 56. Nr. 12 (2008), S. 614–626. DOI: [doi:10.1524/auto.2008.0745](https://doi.org/10.1524/auto.2008.0745).
- [34] *Wind Turbine Drivetrain Test Bench Capability to Replicate Design Loads: Part I — Evaluation Methodology*. Bd. ASME 2017 11th International Conference on Energy Sustainability. Energy Sustainability. Juni 2017, V001T13A004. DOI: [10.1115/ES2017-3595](https://doi.org/10.1115/ES2017-3595).
- [35] *Wind Turbine Drivetrain Test Bench Capability to Replicate Design Loads: Part II — Case Study of a Multi-MW Drivetrain*. Bd. ASME 2017 11th International Conference on Energy Sustainability. Energy Sustainability. Juni 2017, V001T13A005. DOI: [10.1115/ES2017-3611](https://doi.org/10.1115/ES2017-3611).
- [36] GOMES GUERREIRO, G. M. ; MARTIN, F. ; DREYER, T. ; YANG, G. ; ANDRESEN, B.: Advancements on Grid Compliance in Wind Power: Component and Subsystem Testing, Software-/Hardware-in-the-Loop, and Digital Twins. In: *IEEE Access* 12 (2024), S. 25949–25966. DOI: [10.1109/ACCESS.2024.3366091](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2024.3366091).
- [37] GONDHALEKAR, R. ; IMURA, J.-i.: Least-restrictive move-blocking model predictive control. In: *Automatica* 46. Nr. 7 (2010), S. 1234–1240. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.automatica.2010.04.010>.
- [38] HANSEN, M. ; HANSEN, A. ; LARSEN, T. ; ØYE, S. ; SØRENSEN, P. ; FUGLSANG, P.: *Control design for a pitch-regulated, variable speed wind turbine*. English. Denmark. Forskningscenter Risoe. Risoe-R 1500(EN). 2005.
- [39] HANSEN, M. O. L.: *Aerodynamics of Wind Turbines*. Earthscan Ltd, 2008.
- [40] HAU, E. ; RENOARD, H.: *Wind Turbines Fundamentals, Technologies, Application, Economics*. Springer-Verlag, 2006.
- [41] HELBER, A.: *Erweiterung und Identifikation eines Modells des Antriebsstranges einer Windenergieanlage auf einem Systemprüfstand*. Bachelorarbeit. RWTH Aachen, 2018.

-
- [42] HELMEDAG, A.: *Systems-Level Multi-Physics Power Hardware in the Loop Testing for Wind Energy Converters*. Dissertation. RWTH Aachen, 2014.
- [43] HELMEDAG, A. ; ISERMANN, T. ; JASSMANN, U. ; RADNER, D. ; ABEL, D. ; JACOBS, G. ; MONTI, A.: Testing nacelles of wind turbines with a hardware in the loop test bench. In: *IEEE Instrumentation & Measurement Magazine* 17. Nr. 5 (2014), S. 26–33. DOI: 10.1109/MIM.2014.6912198.
- [44] HELMEDAG, A. ; ISERMANN, T. ; MONTI, A.: Fault ride through certification of wind turbines based on a power hardware in the loop setup. In: *2013 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS)*. 2013, S. 150–155. DOI: 10.1109/AMPS.2013.6656242.
- [45] HELMEDAG, A. ; ISERMANN, T. ; MONTI, A. ; AVEROUS, N. R. ; STIENEKER, M. ; DE DONCKER, R. W.: Multi-physics power hardware in the loop test bench for on-shore wind turbine nacelles. In: *2013 IEEE ECCE Asia Downunder*. 2013, S. 221–226. DOI: 10.1109/ECCE-Asia.2013.6579100.
- [46] HELSEN, J. ; VANHOLLEBEKE, F. ; DE CONINCK, F. ; VANDEPITTE, D. ; DESMET, W.: Insights in wind turbine drive train dynamics gathered by validating advanced models on a newly developed 13.2MW dynamically controlled test-rig. In: *Mechatronics* 21. Nr. 4 (2011), S. 737–752. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.mechatronics.2010.11.005>.
- [47] HOLIERHOEK, J. ; LEKOU, D. ; HECQUET, T. ; SÖKER, H. ; EHLERS, B. ; SAVENIJE, F. ; ENGELS, W. ; PIETERMAN, R. van de ; RISTOW, M. ; KOCHMANN, M. ; SMOLDERS, K. ; PEETERS, J.: PROcedures for TESTing and measuring wind turbine components; results for yaw and pitch system and drive train. In: *Wind Energy* 16. Nr. 6 (2013), S. 827–843. DOI: <https://doi.org/10.1002/we.1511>.
- [48] IEC: *IEC 61400-1 Ed. 3, Wind Turbines - Part 1: Design Requirements*. Genf, Schweiz: International Electrotechnical Commission, 2005.
- [49] ISERMANN, R. ; SCHAFFNIT, J. ; SINSEL, S.: Hardware-in-the-loop simulation for the design and testing of engine-control systems. In: *Control Engineering Practice* 7. Nr. 5 (1999), S. 643–653. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0967-0661\(98\)00205-6](https://doi.org/10.1016/S0967-0661(98)00205-6).
- [50] ISERMANN, R.: *Mechatronische Systeme Grundlagen*. Springer-Verlag, 2008.

- [51] JASSMANN, U. ; REITER, M. ; ABEL, D.: An Innovative Method for Rotor Inertia Emulation at Wind Turbine Test Benches. In: *IFAC Proceedings Volumes* 47. Nr. 3 (2014). 19th IFAC World Congress, S. 10107–10112. DOI: <https://doi.org/10.3182/20140824-6-ZA-1003.02618>.
- [52] JASSMANN, U.: *Hardware-in-the-Loop Wind Turbine System Test Benches and their Usage for Controller Validation*. Dissertation. RWTH Aachen, 2018.
- [53] JASSMANN, U. ; HAKENBERG, M. ; ABEL, D.: An extended inertia and eigen-frequency emulation for full-scale wind turbine nacelle test benches. In: *2015 IEEE International Conference on Advanced Intelligent Mechatronics (AIM)*. 2015, S. 996–1001. DOI: 10.1109/AIM.2015.7222669.
- [54] JASSMANN, U. ; REITER, M. ; ABEL, D.: Driving Torque Control for a Nacelle Test Bench. In: *Journal of Physics: Conference Series* 524. Nr. 1 (Juni 2014), S. 012068. DOI: 10.1088/1742-6596/524/1/012068.
- [55] JIANG, Z. ; DOUGAL, R. ; LEONARD, R. ; FIGUEROA, H. ; MONTI, A.: Hardware-in-the-loop testing of digital power controllers. In: *Twenty-First Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2006. APEC '06*. 2006. DOI: 10.1109/APEC.2006.1620645.
- [56] KARPENKO, M. ; SEPEHRI, N.: Hardware-in-the-loop simulator for research on fault tolerant control of electrohydraulic flight control systems. In: *2006 American Control Conference*. 2006. DOI: 10.1109/ACC.2006.1657454.
- [57] KAVEN, L.: *Modellprädiktive Regelung eines Systemprüfstands für Windenergieanlagen mit Hardware-in-the-Loop Funktionalität*. Masterarbeit. RWTH Aachen, 2018.
- [58] LEITNER, J.: Space technology transition using hardware in the loop simulation. In: *1996 IEEE Aerospace Applications Conference. Proceedings*. Bd. 2. 1996, 303–311 vol.2. DOI: 10.1109/AERO.1996.495985.
- [59] LINDH, T. ; MONTONEN, J.-H. ; NIEMELÄ, M. ; NOKKA, J. ; LAURILA, L. ; PYRHÖNEN, J.: Dynamic performance of mechanical-level hardware-in-the-loop simulation. In: *2014 16th European Conference on Power Electronics and Applications*. 2014, S. 1–10. DOI: 10.1109/EPE.2014.6911000.
- [60] LUNZE, J.: *Regelungstechnik 1 Systemtheoretische Grundlagen, Analyse und Entwurf einschleifiger Regelungen*. Springer-Verlag, 2014.

-
- [61] LUNZE, J.: *Regelungstechnik 2 Mehrgrößensysteme, Digitale Regelung*. Springer-Verlag, 2014.
- [62] MACIEJOWSKI, J. M.: *Predictive Control with Constraints*. Pearson College Div, 2000.
- [63] MARNETT, M. ; WELLENBERG, S. ; SCHRÖDER, W.: Real-time simulation of aeroelastic rotor loads for horizontal axis wind turbines. In: *Journal of Physics: Conference Series* 524. Nr. 1 (Juni 2014), S. 012071. DOI: 10.1088/1742-6596/524/1/012071.
- [64] MATZKE, D.: *MKS-basierte Gesamtanlagenmodelle zur Lastrechnung für WEA-Getriebe*. Dissertation. RWTH Aachen, 2022.
- [65] MEENAKSHI, R. ; MUTHU, R.: An Overview of Maximum Power Point Tracking Techniques for Wind Energy Conversion Systems. In: *Manufacturing Science and Technology III*. Bd. 622. Advanced Materials Research. Trans Tech Publications Ltd, Feb. 2013, S. 1030–1034. DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMR.622-623.1030.
- [66] MEHLER, C. ; JERSCH, T. ; KORALEWICZ, P. ; TEGTMEIER, B.: Advanced grid simulator topology for testing of renewable energy supply units especially wind energy converters (WECs) under laboratory conditions. In: *2016 18th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'16 ECCE Europe)*. 2016, S. 1–9. DOI: 10.1109/EPE.2016.7695474.
- [67] MIRZAEI, M. ; POULSEN, N. K. ; NIEMANN, H. H.: Robust model predictive control of a wind turbine. In: *2012 American Control Conference (ACC)*. 2012, S. 4393–4398. DOI: 10.1109/ACC.2012.6314887.
- [68] MOLLY, J.-P.: *Windenergie: Theorie - Anwendung - Messung*. Verlag C. F. Müller, 1990.
- [69] MORARI, M. ; ZAFIRIOU, E.: *Robust Process Control*. Prentice Hall, 1988.
- [70] MTS SYSTEMS: *MTS Non-Torque-Lastaufbringungssysteme (NTL)*. Abgerufen am 16.02.2024. 2023.
- [71] MUNTEANU, I. ; BRATCU, A. ; SEDDIK, B. ; ROYE, D.: „Real-time Physical Simulation of Wind Energy Conversion Systems“. In: Juni 2010. DOI: 10.5772/8361.

- [72] NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL): *FAST*. Abgerufen am 22.02.2024. 2023.
- [73] NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL): *TurbSim*. Abgerufen am 18.01.2025. 2023.
- [74] NEG MICON A/S: *Operation Manual NM80/2750 & NM92/2750*. 2003.
- [75] NEG MICON A/S: *Technical description NM80/2750*. 2003.
- [76] NESHATI, M. ; JERSCH, T. ; WENSKE, J.: Model based active damping of drive train torsional oscillations for a full-scale wind turbine nacelle test rig. In: *2016 American Control Conference (ACC)*. 2016, S. 2283–2288. DOI: 10.1109/ACC.2016.7525258.
- [77] NESHATI, M. ; ZUGA, A. ; JERSCH, T. ; WENSKE, J.: Hardware-in-the-loop drive train control for realistic emulation of rotor torque in a full-scale wind turbine nacelle test rig. In: *2016 European Control Conference (ECC)*. 2016, S. 1481–1486. DOI: 10.1109/ECC.2016.7810499.
- [78] NGUYEN, T. A.: *H-infinity Control of a Wind Turbine System Test Bench in Hardware-in-the-Loop Operation*. Masterarbeit. RWTH Aachen, 2019.
- [79] OHM, J.-R.: *Skript zur Vorlesung Grundgebiete der Elektrotechnik 4*. Verlagsgruppe Mainz GmbH Aachen, 2010.
- [80] PLUMMER, A. R.: Model-in-the-Loop Testing. In: *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part I: Journal of Systems and Control Engineering* 220. Nr. 3 (2006), S. 183–199. DOI: 10.1243/09596518JSCE207.
- [81] REISCH, S.: *Einfluss der Lagerbauform auf die mechanische Beanspruchung des Hauptlagers in Windenergieanlagen*. Dissertation. RWTH Aachen, 2020.
- [82] REISCH, S. ; JACOBS, G. ; BOSSE, D. ; MATZKE, D.: Challenges and Opportunities of Full Size Nacelle Testing of Wind Turbine Generators. In: *The Proceedings of the JSME international conference on motion and power transmissions 2017* (2017), S. 10–01. DOI: 10.1299/jsmeimpt.2017.10-01.
- [83] REN, W. ; SLODERBECK, M. ; STEURER, M. ; DINAVAH, V. ; NODA, T. ; FILIZADEH, S. ; CHEVREFILS, A. R. ; MATAR, M. ; IRAVANI, R. ; DUFOUR, C. ; BELANGER, J. ; FARUQUE, M. ; STRUNZ, K. ; MARTINEZ, J. A.: Interfacing Issues in Real-Time Digital Simulators. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 26. Nr. 2 (2011), S. 1221–1230. DOI: 10.1109/TPWRD.2010.2072792.

-
- [84] REN, W. ; STEURER, M. ; BALDWIN, T. L.: Improve the Stability and the Accuracy of Power Hardware-in-the-Loop Simulation by Selecting Appropriate Interface Algorithms. In: *2007 IEEE/IAS Industrial & Commercial Power Systems Technical Conference*. 2007, S. 1–7. DOI: 10.1109/ICPS.2007.4292112.
- [85] REN, W.: *Accuracy Evaluation of Power Hardware-in-the-Loop (PHIL) Simulation*. Dissertation. Florida State University, 2007.
- [86] RICCOBONO, A. ; HELMEDAG, A. ; BERTHOLD, A. ; AVEROUS, N. R. ; DE DONCKER, R. W. ; MONTI, A.: Stability and Accuracy Considerations of Power Hardware- in-the-Loop Test Benches for Wind Turbines. In: *IFAC-PapersOnLine* 50. Nr. 1 (2017). 20th IFAC World Congress, S. 10977–10984. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2017.08.2470>.
- [87] RODIC, M. ; JEZERNIK, K. ; TRLEP, M.: Control Design in Mechatronic Systems Using Dynamic Emulation of Mechanical Loads. In: *Proceedings of the IEEE International Symposium on Industrial Electronics, 2005. ISIE 2005*. Bd. 4. 2005, S. 1635–1640. DOI: 10.1109/ISIE.2005.1529177.
- [88] *A Hardware-in-the-Loop Strategy for Control of a Wind Turbine Test Bench*. Bd. Volume 2. Dynamic Systems and Control Conference. Okt. 2015, V002T21A003. DOI: 10.1115/DSCC2015-9930.
- [89] *Characterizing the Influence of Abstraction in Full-Scale Wind Turbine Nacelle Testing*. Bd. Volume 8: 28th Conference on Mechanical Vibration and Noise. International Design Engineering Technical Conferences and Computers and Information in Engineering Conference. Aug. 2016, V008T10A010. DOI: 10.1115/DETC2016-60275.
- [90] SCHKODA, R. F.: Sliding Mode Control of a Hydraulically Actuated Load Application Unit With Application to Wind Turbine Drivetrain Testing. In: *IEEE Transactions on Control Systems Technology* 23. Nr. 6 (2015), S. 2203–2215. DOI: 10.1109/TCST.2015.2409236.
- [91] SCHKODA, R. F. ; FOX, C.: Integration of mechanical and electrical hardware for testing full scale wind turbine nacelles. In: *2014 Clemson University Power Systems Conference*. 2014, S. 1–8. DOI: 10.1109/PSC.2014.6808117.
- [92] SCHLÖSSER, M.: *Optimale Regelung eines Systemprüfstandes für Windenergieanlagen im Hardware-in-the-Loop Betrieb*. Bachelorarbeit. RWTH Aachen, 2018.

- [93] SEITZ, C.: *Entwicklung einer Hil Simulation für einen Windenergieanlagen-Systemprüfstand mittels der H-unendlich-Methode*. Masterarbeit. RWTH Aachen, 2016.
- [94] SHAN, M. ; FISCHER, B. ; DUCKWITZ, D.: *Lastreduzierende Regelungsverfahren für Windenergieanlagen - ein ganzheitlicher Überblick und Erfahrungen aus Feldversuchen*. 2013.
- [95] SHAN, M. ; JACOBSEN, J. ; ADELTE, S.: *Field testing and practical aspects of load reducing pitch control systems for a 5 MW offshore wind turbine*. 2013. DOI: 10.24406/publica-fhg-383237.
- [96] SHAN, M. ; FISCHER, B. ; BROSCHE, P. In: *at - Automatisierungstechnik* 61. Nr. 5 (2013), S. 305–317. DOI: doi:10.1524/auto.2013.0028.
- [97] SHAN, W.: *Gain Scheduling Pitch Control for Fatigue Load Reduction for Wind Turbines*. Fraunhofer Verlag, 2016.
- [98] SHEKHAR, R. C. ; MANZIE, C.: Optimal move blocking strategies for model predictive control. In: *Automatica* 61 (2015), S. 27–34. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.automatica.2015.07.030>.
- [99] STRUGGL, S. ; BERBYUK, V. ; JOHANSSON, H.: Review on wind turbines with focus on drive train system dynamics. In: *Wind Energy* 18. Nr. 4 (2015), S. 567–590. DOI: <https://doi.org/10.1002/we.1721>.
- [100] TRLEP, M.: Dynamic emulation of mechanical loads: an advanced approach. English. In: *IEE Proceedings - Electric Power Applications* 153 (2 März 2006), 159–166(7).
- [101] TSAFAK, N.: *Model Based Emulation of a Real Drive Train Behaviour of a Wind Turbine on a System Test Bench*. Bachelorarbeit. RWTH Aachen, 2018.
- [102] VAN DER HOOFT, P. L. ; SCHAAK, P. ; VAN ENGELEN, T. G.: *Wind turbine control algorithms*. Internet. 2003.
- [103] VESTAS WIND SYSTEMS A/S: *Stop and reset functions for NM80/2750 960V / 640V 50Hz Type 510*. 2004.
- [104] VIEHWEIDER, A. ; LAUSS, G. ; LEHFUSS, F.: Interface and Stability Issues for SISO and MIMO Power Hardware in the Loop Simulation of Distribution Networks with Photovoltaic Generation. English. In: *International Journal of Renewable Energy Reserach* 2. Nr. 4 (2012), S. 631–639.

- [105] WELCH, G. ; BISHOP, G.: *An Introduction to the Kalman Filter*. Internet. 2006.
- [106] WINTERSOHLE, P.: *Entwicklung einer Teillastregelung einer Windenergieanlage mit Maximum Power Point Tracking*. Projektarbeit. RWTH Aachen, 2016.
- [107] *Load Calculation on Wind Turbines: Validation of Flex5, Alaska/Wind, MSC Adams and SIMPACK by Means of Field Tests*. Bd. Volume 7: 2nd Biennial International Conference on Dynamics for Design; 26th International Conference on Design Theory and Methodology. International Design Engineering Technical Conferences and Computers and Information in Engineering Conference. Aug. 2014, V007T05A009. DOI: 10.1115/DETC2014-34670.

Abbildungsverzeichnis

1.1	Historischer und für das Ziel 2030 des deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetzes und die Erfüllung des Pariser Klimaschutzabkommens notwendiger deutscher Windenergienettozubau laut Agora Energiewende [3] . . .	2
1.2	Systemprüfstand des CWD der RWTH Aachen mit darauf installierter Forschungswindenergieanlage [M5]	4
1.3	V-Modell in der Steuerungsentwicklung [24]	5
1.4	Schematische Architektur der Forschungsplattform und HIL Integration der WEA auf dem Systemprüfstand [52]	7
2.1	Schematischer Aufbau einer typischen drehzahlvariablen WEA mit Getriebe [24]	12
2.2	Kennfeld des c_P -Wertes der Forschungswindenergieanlage abhängig von Pitchwinkel ϑ und Schnelllaufzahl λ	13
2.3	Betriebsbereiche einer Windenergieanlage [64]	14
2.4	Aufgeschnittene Darstellung des NTL Systemes des Systemprüfstandes am CWD der RWTH Aachen [70]	17
2.5	Schematische Darstellung des elektrischen Systems des Systemprüfstandes am CWD der RWTH Aachen [29]	18
2.6	Struktur eines Signal-Level Hardware-in-the-Loop Systems [78]	19
2.7	Struktur eines Power-Level Hardware-in-the-Loop Systems [78]	20
2.8	Struktur eines Mechanical-Level Hardware-in-the-Loop Systems [78] . .	20
3.1	Deinstallation der ursprünglichen Windenergieanlage nordwestlich von Husum an der Nordsee [81]	24
3.2	Windfeld mit überlagerter EOG im Vergleich mit dem ursprünglichen Windfeld [4]	26
3.3	Aus dem Windfeld mit überlagerter EOG resultierendes Rotordrehmoment [4]	26

3.4	Reduziertes Modell des Antriebsstranges der WEA im Feld und auf dem Prüfstand bestehend aus Trägheiten, Steifigkeiten und Dämpfungen [M9]	29
3.5	Vergleich der Flanschdrehmomente aus identifiziertem Greybox-Modell des Antriebsstranges der WEA auf dem Systemprüfstand und dem Validierungsdatensatz [M8]	36
3.6	Frequenzspektrum des Validierungsvergleiches des identifizierten Modelles der WEA auf dem Systemprüfstand und dem Experiment korrespondierend zum Zeitverlauf in Abbildung 3.5 [M8]	37
3.7	Architektur des Automatisierungssystems der Forschungswindenergieanlage und des HIL Systems [4]	40
3.8	Schaltschrank der WEA Automatisierung im Prüffeld mit Haupt- und Pitchsteuerung	42
3.9	Schaltschrank der WEA Automatisierung in der Gondel mit Peripheriemodul	44
3.10	Betriebsführung der Forschungswindenergieanlage mit manuellem Betriebszustand [M5]	45
3.11	Regelungsstruktur der Forschungswindenergieanlage mit Pitchregelung und Drehmomentkennlinie [M5]	46
3.12	Kennlinie des Generatorordrehmomentes der WEA Regelung	47
3.13	Statische Leistungskurve der Forschungswindenergieanlage resultierend aus der Drehmomentkennlinie in Abbildung 3.12	48
3.14	Sensivität der Rotorleistung über dem Pitchwinkel, numerisch berechnet aus dem Kennfeld des Leistungsbeiwertes in Abbildung 2.2	50
3.15	Projektierungs- und Bedienrechner sowohl für die Forschungswindenergieanlage als auch das HIL System in der Leitwarte des Systemprüfstandes am CWD der RWTH Aachen mit Blick über das Prüffeld	51
3.16	Übersichtsseite der Benutzeroberfläche der WEA Steuerung auf einem Siemens HMI im Schaltschrank im Prüffeld	52
4.1	Architektur des HIL Systems der Forschungswindenergieanlage auf dem Systemprüfstand des CWD der RWTH Aachen [M5]	56
4.2	Vergleich der Bodediagramme von Eingangsdrehmoment zu Flanschdrehmoment des Antriebsstranges der WEA im Feld und auf dem Prüfstand [M9]	60

4.3	Sprungantworten der vereinfachten Antriebsstrangmodelle der WEA im Feld links und auf dem Prüfstand rechts [11]	61
4.4	Schematisches Campbell-Diagramm der WEA im Feld mit typischen Eigenfrequenzen und Betriebsbereich [64]	61
4.5	Blockschaltbild der Antriebsstrangregelung und Interaktion mit der HIL Umgebung auf dem Systemprüfstand [M3]	62
4.6	Blockschaltbild einer Antriebsstrangdämpfung zweier Eigenfrequenzen mittels negativ rückgekoppelter Bandpässe [30]	64
4.7	Blockschaltbild der Inertia Emulation des HIL Systems mittels Trägheit und PI-Regelung des Antriebsstranges [M3]	65
4.8	Blockschaltbild der Modellreferenzregelung des HIL Systems mittels vorgeschaltetem reduziertem Antriebsstrangmodell und PI-Regelung [M3] .	66
4.9	Grundprinzip der MPR mit Prädiktions- und Stellhorizont [24]	67
4.10	Blockschaltbild des HIL Systems des Systemprüfstandes mit MPR [57]	68
4.11	Vergleich der Bodediagramme der ungeregelten Antriebsstränge der WEA im Feld und auf dem Prüfstand mit den mit den drei verschiedenen Methoden geregelten [M3]	74
5.1	Vergleich der Frequenzanalysen der Generatordrehzahlen der Simulation der drei Antriebsstrangregelungen ohne und mit Parameterabweichungen der Strecke und Stellgrößenbeschränkungen [M3]	78
5.2	Erforderliche differentielle Motordrehmomente der drei Antriebsstrangregelungen im nominellen Fall und mit Modellabweichung und Aktuatorbeschränkungen aus der Simulation aus Abbildung 5.1 [M3]	80
5.3	Wind und Pitchwinkel einer Vergleichssimulation der WEA auf dem Systemprüfstand in Teillast mit Trägheitsemulation und mit MPR	81
5.4	Drehmomente sowie Soll- und Istgeneratordrehzahlen einer Vergleichssimulation der WEA auf dem Systemprüfstand in Teillast mit Trägheitsemulation und mit MPR	82
5.5	Teillastbetrieb der WEA im MHIL Betrieb auf dem Systemprüfstand mit mittelstarkem Wind [M8]	83
5.6	Störantwort auf einen manuellen Drehmomenten Sprung der WEA im MHIL Betrieb auf dem Systemprüfstand [M8]	84

5.7	Spektrale Leistungsdichten der Generator Drehzahlen der WEA auf dem Feld und auf dem HIL Prüfstand aus der Simulation aus Abbildung 5.5 [M8]	85
5.8	Spektrale Leistungsdichten der Generator Drehzahlen der WEA auf dem Feld und auf dem HIL Prüfstand mit abweichenden Streckenparametern wie in Abbildung 5.5 [M8]	86
5.9	Führungsverhalten der mit der MPR drehzahlgeregelten WEA auf dem Systemprüfstand [M7]	88
5.10	Störverhalten der mit der MPR drehzahlgeregelten WEA auf dem Systemprüfstand [M7]	89
5.11	Spektrale Leistungsdichte der mit der MPR geregelten Generator Drehzahl der WEA auf dem Systemprüfstand aus der Simulation aus Abbildung 5.9 [M7]	89
5.12	Startprozess im HIL Betrieb der Forschungswindenergieanlage auf dem Systemprüfstand mit IE im Experiment	91
5.13	NTL beim Startprozess im HIL Betrieb der Forschungswindenergieanlage auf dem Systemprüfstand mit IE im Experiment	92
5.14	Die Forschungsplattform: HIL Betrieb der WEA auf dem Systemprüfstand bei Volllast mit mittlerer Turbulenz im Vergleich mit den Simulationen der WEA im Feld und auf dem Prüfstand [M5]	95
5.15	Die Forschungsplattform: Lasten in den anderen Freiheitsgraden im HIL Betrieb der WEA auf dem Systemprüfstand bei Volllast mit mittlerer Turbulenz im Vergleich mit den Simulationen der WEA im Feld und auf dem Prüfstand [M5]	96
5.16	Leistungskurven der WEA im HIL Betrieb auf dem Prüfstand und der simulierten WEA im Feld und auf dem Prüfstand [M5]	98
5.17	Spektrale Leistungsdichten der Generator Drehzahlssignale der WEA in Teillast im HIL Betrieb auf dem Prüfstand in Simulation und Experiment, der WEA im Feld und des Antriebsstranges der WEA auf dem Prüfstand ohne Trägheitsemulation [M5]	99
5.18	HIL Betrieb der Forschungswindenergieanlage auf dem Systemprüfstand mit der Trägheitsemulation unter sich schnell ändernden Windbedingungen	100
5.19	Drehzahlregelung der Forschungswindenergieanlage auf dem Systemprüfstand mit der MPR und synthetischen Drehzahlprofilen [57]	101

5.20 Nachstellung des Experimentes der MPR als Drehzahlregelung der WEA auf dem Systemprüfstand aus Abbildung 5.19 in der Simulation mit variiertes Kommunikationstotzeit [57]	102
--	-----

Tabellenverzeichnis

2.1	Kenndaten des Motors des WEA Systemprüfstandes am CWD der RWTH Aachen	16
2.2	Kenndaten des NTL Systems des Systemprüfstandes am CWD der RWTH Aachen	17
3.1	Kenndaten der ursprünglichen WEA als Basis für die Forschungswindenergieanlage	23
3.2	Verfügbare Sonderereignisse im Windmodul	25
3.3	Korrekturmodelle im Aerodynamikmodell der WEA	28
3.4	Parameter der Antriebsstrangmodelle der WEA im Feld und auf dem Systemprüfstand	35
3.5	Eigenfrequenzen der Antriebsstrangmodelle der WEA im Feld und auf dem Systemprüfstand	35
3.6	Kenndaten des Generators der Forschungswindenergieanlage	38
3.7	Kenndaten des Umrichters der Forschungswindenergieanlage am CWD der RWTH Aachen	38
3.8	Hardware Komponenten der Siemens AG für das Automatisierungssystem der Forschungswindenergieanlage	41
3.9	Einige beispielhafte Sensoren und Aktuatoren der Automatisierung der Forschungswindenergieanlage	43
5.1	An den Testkatalog der Typenzertifizierung angelehnte Messkampagne der Forschungsplattform	94

