



Schlussbericht vom 3. 11. 2017

---

# Innovatives Antriebskonzept von Windenergieanlagen

New drivetrain for wind turbines

---



© GDC 2017



Fachhochschule Nordwestschweiz  
Hochschule für Technik

**Datum:** 3.11.2017

**Ort:** Windisch

**Subventionsgeberin:**

Schweizerische Eidgenossenschaft, handelnd durch das  
Bundesamt für Energie BFE  
Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprogramm  
CH-3003 Bern  
[www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

**Subventionsempfänger:**

GDC Urs Giger GmbH  
Kestenbergstrasse 17, 5642 Mülhau

Brusa Elektronik AG  
Neudorf 14, 9466 Sennwald

Hightech Zentrum Aargau AG  
Badenerstrasse 13, 5200 Brugg

FHNW Fachhochschule Nordwestschweiz, Institut für Automation  
Klosterzelgstrasse 2, 5210 Windisch

**Autoren:**

Pascal Schleuniger, FHNW, [pascal.schleuniger@fhnw.ch](mailto:pascal.schleuniger@fhnw.ch)  
Alessandro Sabatella, FHNW, [alessandro.sabatella@fhnw.ch](mailto:alessandro.sabatella@fhnw.ch)  
Hans Gysin, FHNW, [hans.gysin@fhnw.ch](mailto:hans.gysin@fhnw.ch)  
Beat Dobmann, HTZ, [beat.dobmann@hightechzentrum.ch](mailto:beat.dobmann@hightechzentrum.ch)  
Urs Giger, GDC, [giger\\_urs@bluewin.ch](mailto:giger_urs@bluewin.ch)  
Ronny Roth, Brusa, [ronny.roth@brusa.biz](mailto:ronny.roth@brusa.biz)

**BFE-Programmleitung:**

Yasmine Calisesi, [yasmine.calisesi@bfe.admin.ch](mailto:yasmine.calisesi@bfe.admin.ch)

**BFE-Projektbegleitung:**

Lionel Perret, [lionel.perret@planair.ch](mailto:lionel.perret@planair.ch)

**BFE-Vertragsnummer:**

SI/501302-01

## Zusammenfassung

Der Antriebsstrang konventioneller Windkraftanlagen besteht aus Turbinenblättern, Getriebe sowie einem Generator und Umrichter. Ist eine dieser Komponenten defekt, fällt die Produktion der Windkraftanlage komplett aus, und es stehen aufwändige Wartungs- und Reparaturarbeiten an.

Im Rahmen eines BFE-Projektes wurde untersucht, wie der Antriebsstrang einer Windkraftanlage modular aufgebaut werden kann. Dabei wurde ein Verteilgetriebe entwickelt, welches mehrere kleine, schnelldrehende Generatoren mit Umrichter-Einheiten antreibt. Die Generatoren können lastabhängig ein- oder ausgeschaltet werden, um die Windkraftanlage stets im bestmöglichen Betriebspunkt zu betreiben. Der modulare Aufbau erhöht die Verfügbarkeit der Windkraftanlage und vereinfacht Wartungs- und Reparaturarbeiten.

Es wurde ein Simulationsmodell der Anlage erstellt um Regelungs- und Steuerungs-Algorithmen zu entwickeln. Anschliessend wurde ein 1.75 MW Bodenprüfstand der Windkraftanlage aufgebaut, um den modularen Aufbau des Antriebsstranges zu validieren.

## Résumé

La transmission d'une éolienne conventionnelle est habituellement constituée d'un rotor, d'un multiplicateur, d'un générateur, ainsi que d'un onduleur. En cas de panne d'un de ces éléments, la production d'énergie est immédiatement suspendue et des travaux complexes et très coûteux de maintenance et de réparation doivent être mis en place. Dans le cadre d'un projet de l'OFEN, une étude a été réalisée pour déterminer comment la transmission d'une éolienne peut être construite de manière modulaire.

Un multiplicateur qui entraîne simultanément plusieurs petits générateurs a été développé. En fonction de la vitesse du vent, un générateur, voire plus, peut être désactivé afin de toujours produire de l'énergie au point de rendement maximum de l'éolienne. Cette transmission modulaire améliore la disponibilité de l'éolienne et simplifie les travaux d'entretien et de réparation.

Un modèle de simulation a été développé dans le but de concevoir des algorithmes de régulation de la transmission modulaire. Le modèle a été validé avec la construction d'un prototype de 1.75MW.

## Abstract

A conventional wind turbine's drivetrain typically consists of a rotor, a gearbox, a generator, and a power converter. In case of failure, the energy production is immediately stopped and expensive repair and maintenance work need to be done. This SFOE Project investigates a new modular drivetrain for wind turbines. An advanced gearbox allows for operating multiple generators at a higher rotational speed. Therefore, electric machines used in electric trucks can be now used in wind turbines as well. Depending on the wind speed, one or more generators are used to produce electric energy. Consequently, this modular drivetrain always operates generators in their most effective machine work point. Since this drivetrain can also be operated when some components fail, it enables a higher availability of the wind turbine. Moreover, small and light generators and power converters reduce service and maintenance costs.

A simulation model was developed to engineer control algorithms of the modular drivetrain. Finally the simulation model was validated with a 1.75MW test system.





# Inhaltsverzeichnis

|                                                                   |           |
|-------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>Zusammenfassung.....</b>                                       | <b>3</b>  |
| <b>Résumé.....</b>                                                | <b>3</b>  |
| <b>Abstract .....</b>                                             | <b>3</b>  |
| <b>Inhaltsverzeichnis .....</b>                                   | <b>5</b>  |
| <b>1    Ausgangslage.....</b>                                     | <b>7</b>  |
| <b>2    Ziel des Projekts.....</b>                                | <b>7</b>  |
| <b>3    Grundlagen Windkraftanlagen.....</b>                      | <b>7</b>  |
| 3.1    Anlagentypen .....                                         | 8         |
| 3.1.1    Referenzanlage .....                                     | 9         |
| <b>4    Statisches Simulationsmodell .....</b>                    | <b>9</b>  |
| 4.1    Ausgangslage .....                                         | 10        |
| 4.2    Wirkungsgrad .....                                         | 10        |
| 4.2.1    Jahresproduktion .....                                   | 13        |
| <b>5    Dynamisches Simulationsmodell der Altanusturbine.....</b> | <b>14</b> |
| 5.1    Regelung von Windkraftanlagen .....                        | 14        |
| 5.2    Standard Regelkreis einer Windkraftanlage .....            | 16        |
| 5.3    MATLAB Simulink Simulationsmodell .....                    | 17        |
| 5.3.1    Turbinendynamik.....                                     | 18        |
| 5.3.2    Blattstellvorrichtung .....                              | 18        |
| 5.3.3    Generator Modell .....                                   | 18        |
| 5.3.4    Steuerung Windkraftanlage.....                           | 19        |
| 5.3.5    Algorithmus Tests und Performance.....                   | 20        |
| 5.4    Sicherheitsaspekte der Generator Auswahlschaltung .....    | 21        |
| 5.4.1    Turbinen Soll-Drehzahl .....                             | 22        |
| 5.5    Regelung Windkraftanlage .....                             | 22        |
| 5.5.1    Drehzahlregler .....                                     | 23        |
| 5.5.2    Leistungs- und Blattstellwinkel-Regler .....             | 23        |
| 5.5.3    Simulation von Windspektren .....                        | 26        |
| <b>6    Bodenprüfstand .....</b>                                  | <b>28</b> |
| 6.1    Mechanischer Aufbau .....                                  | 29        |
| 6.2    Elektrischer Aufbau .....                                  | 30        |
| 6.3    Aufbau Bodenprüfstand .....                                | 31        |
| 6.4    Messungen am Bodenprüfstand .....                          | 36        |
| 6.4.1    Wirkungsgradmessung .....                                | 36        |
| 6.5    Reibwiderstandsmessung .....                               | 40        |



|           |                                                              |           |
|-----------|--------------------------------------------------------------|-----------|
| 6.5.1     | Trägheitsmoment des Bodenprüfstandes .....                   | 42        |
| 6.6       | Messung von Schall und Vibrationen.....                      | 43        |
| 6.7       | Messungen mit der Wärmebildkamera .....                      | 44        |
| <b>7</b>  | <b>Diskussion .....</b>                                      | <b>45</b> |
| <b>8</b>  | <b>Schlussfolgerungen.....</b>                               | <b>46</b> |
| <b>9</b>  | <b>Ausblick, nächste Schritte nach Projektabschluss.....</b> | <b>48</b> |
| <b>10</b> | <b>Referenzen .....</b>                                      | <b>48</b> |

# 1 Ausgangslage

Die Energiestrategie 2050 des BFE sieht vor, den Windenergieanteil am Schweizer Strommix massiv auszubauen. Da in der Schweiz kaum Standorte mit Windverhältnissen existieren, welche die Windkraftanlagen voll auslasten, werden Windturbinen grösstenteils im Teillastbereich betrieben. Die GDC Urs Giger GmbH hat sich das Ziel gesetzt, eine Windkraftanlage im 2-3 MW Leistungsbereich zu entwickeln, welche für den Schweizer Markt optimiert ist. Diese Anlage soll zum einen sehr effizient im Teillastbereich arbeiten und zum anderen, aufgrund der fehlenden Serviceinfrastruktur, die Wartung und Instandhaltung wesentlich vereinfachen. Diese Anlage trägt den Namen Altanus.

Bei einer konventionellen Windkraftanlage wird die gesamte vom Rotor aufgenommene Leistung auf einen einzelnen grossen Generator übertragen, welcher daraus Strom generiert. Das innovative Altanus-Konzept sieht vor, die Leistung mittels eines Verteilgetriebes auf mehrere kleinere, schnell-drehende Generatoren aufzuteilen.

Die Firma Brusa Elektronik hat als Teil dieses Projektes eine leistungsfähige Antriebseinheit entwickelt, welche für den Betrieb in Lastwagen und Bussen vorgesehen sind. Diese Antriebseinheiten werden in diesem Projekt erstmals in einer Industrieanwendung erprobt.

Die Generatoren werden einzeln zu- und abgeschaltet. Sobald der Wind stärker weht und der Rotor eine grössere Leistung aufnimmt, werden ein oder mehrere Generatoren dazu geschaltet. Diese Betriebsart ermöglicht, die einzelnen Generatoren immer im optimalen Wirkungsgradbereich zu betreiben. Des Weiteren werden durch die modulare Bauweise die Wartungsaufwände und die Ausfallzeiten reduziert. Dies wird erreicht, indem man die Windkraftanlage auch betreiben kann, wenn einzelne Komponenten ausgefallen sind. Aufgrund der geringen Masse der Generatoren- und Umrichter-Einheiten ist es möglich, defekte Komponenten ohne Verwendung eines externen Krans einfach auszutauschen.

# 2 Ziel des Projekts

Das Antriebskonzept wird anhand eines Simulationsmodelles untersucht. Es soll gezeigt werden, dass der modulare Aufbau einer Windkraftanlage einen besseren Wirkungsgrad im Teillastbereich aufweist. Um Regelungs- und Steuerungs-Algorithmen zu entwickeln, wird ein dynamisches Simulationsmodell der Anlage erstellt. Dieses Modell wird anhand von Messungen an Teilsystemen validiert. Dieses Simulationsmodell dient zum Steuern des Bodenprüfstandes und kann zudem zur Auslegung beliebig skaliert Altanusturbinen eingesetzt werden.

Der Antriebsstrang inklusive Getriebe, Generatoren und Umrichtern muss am Boden geprüft und validiert werden um eine problemlose Umsetzung im Feld zu garantieren. Dies wird mit dem Aufbau eines Bodenprüfstandes einer Windkraftanlage in Realgrösse erreicht.

Durch die Realisierung des Projektes werden wichtige Erkenntnisse gewonnen, welche der entwickelten Technologie den Durchbruch am Markt erleichtern sollen.

# 3 Grundlagen Windkraftanlagen

Der Rotor einer Windenergieanlage setzt die Energie des Windes in eine Rotationsbewegung um, welche über einen Generator in elektrische Energie umgewandelt wird. Dem Wind wird somit kinetische Energie entzogen. Dies bedeutet, dass sich die Luftmassen direkt nach dem Rotor langsamer bewegen als die Luftmassen vor dem Rotor. Dies führt zwangsläufig zu einem Stau vor dem Rotor. Dieser Luftstau führt dazu, dass ein Teil der Luftmasse dem Rotor ausweicht und somit keine Energie an den Rotor abgibt. Laut Betz'schem Gesetz, welches diesen Grundsatz beschreibt,



kann 59,3% der kinetischen Energie, der sich vor dem Rotor befindlichen Luftmasse, an den Rotor übertragen werden [1]. Reale Rotoren erreichen aktuell Leistungsbeiwerte von 0.4-0.5. Das bedeutet, dass sie 68 – 84% des theoretischen Maximums ernten.

Um den Wind optimal auszunutzen, wird der Turmkopf mit Yaw-Motoren der Windrichtung entgegengesetzt ausgerichtet. Des Weiteren werden Pitch-Motoren eingesetzt, um den Winkel der Rotorblätter zu verstellen. Damit wird die Leistung bei hohen Windgeschwindigkeiten reduziert und die Anlage geschützt.

### 3.1 Anlagentypen

Jeder Hersteller von Windkraftanlagen bevorzugt spezifische Anlagentypen. Dabei haben alle Bauarten ihre Vor- und Nachteile. Ältere Anlagen waren für den netzsynchronen Betrieb ausgelegt. Das heisst, die über die Polpaare und die Netzfrequenz definierte Drehzahl muss immer erreicht und gehalten werden. Meist wird ein Getriebe eingesetzt, um kleinere Generatoren mit wenigen Polpaaren verwenden zu können. Durch diese starre Kopplung ans Netz kann auf einen elektrischen Umrichter verzichtet werden, was die Komplexität der Anlagen mindert. Die konstante Drehzahl ist für den Nennbetrieb ausgelegt, weshalb diese Anlagen im Teillastbereich einen tiefen Wirkungsgrad haben. Im Jahr 2013 wurden noch immer 24,7% aller neu installierten Anlagen mit dieser Technologie verbaut [2]. Allerdings dürfte es sich bei diesen Anlagen primär um kleine Maschinen handeln. Für grosse Windkraftanlagen schreiben immer mehr Netzbetreiber vor, wie sich die Turbine an der Regelung des Stromnetzes zu beteiligen und im Fehlerfall zu verhalten hat. Diese Vorschriften werden Gridcodes genannt und sind mit grossen direkten Antrieben nicht einzuhalten.

In aktuell gängigen Konzepten wird die generierte Leistung nach dem Generator gleichgerichtet und anschliessend mit einem Wechselrichter in entsprechende Wechselgrössen umgerichtet und auf die Spannung des Übertragungsnetzes transformiert. Dadurch ist die Drehzahl des Rotors unabhängig von der Netzfrequenz und kann auf eine optimale Leistung geregelt werden. Ausserdem erlaubt die Verwendung eines Umrichters eine präzise Regelung der Blindleistung.

Aktuelle Windkraftanlagen lassen sich hauptsächlich anhand des Generatortyps unterscheiden: Der doppelt gespeiste Asynchrongenerator ist der am häufigsten eingesetzte Generatortyp. Im Jahre 2013 nutzten 54.8% aller neu erstellten Windkraftanlagen dieses Prinzip [2]. Es sieht vor, dass der Generator zum einen über einen Umrichter an das Stromnetz angeschlossen wird und zum anderen besteht auch eine direkte Verbindung vom Generator zum Stromnetz. Dieses Konzept erlaubt die Regelung von Blind- und Wirkleistung und erfordert nur einen relativ kleinen und damit preiswerten Wechselrichter. Ein Nachteil dieser Lösung ist die Verwendung von Schleifringen, welche aufgrund von Wartungsaufwänden besonders für Off-Shore Anlagen problematisch sind.

Aus diesem Grund werden für Off-Shore Anlagen heutzutage oft Asynchronmotoren mit Käfigläufern eingesetzt, welche keine Schleifringe benötigen, jedoch einen grösseren Umrichter [3].

Typischerweise werden dreistufige Getriebe eingesetzt, um die Polzahl der Generatoren klein zu halten. Bei dem doppelt gespeisten Asynchrongenerator führen Netzstörungen bedingt durch die direkte Kopplung zu Schlägen auf Generator und Getriebe. Dies führt zu einer höheren Ausfallrate im Vergleich zu entkoppelten Systemen.

Die durchschnittliche Fehlerrate dieser Generatoren liegt bei 0.12 bis 0.14 Fehlern pro Jahr, während bei permanenterregten Synchronmaschinen von einer Fehlerrate von 0.11 Fehlern pro Jahr ausgegangen wird [4].



Der Vorteil der permanenterregten Synchrongeneratoren liegt darin, dass keine elektrische Energie im Rotor benötigt wird, um das Magnetfeld aufzubauen. Dadurch erreichen diese Maschinen einen entsprechend hohen Wirkungsgrad. Der Nachteil ist, dass für die Herstellung der Magnete eine grosse Masse an seltenen Erden benötigt wird. Dies macht sich im Preis der Anlage bemerkbar. Zudem ist der Abbau dieser Rohstoffe äusserst problematisch für die Umwelt [5].

Heutzutage werden Synchrongeneratoren meist als Vielpol-Maschinen eingesetzt, um auf Getriebe verzichten zu können. Allerdings führt dies zu sehr schweren Generatoren, welche einen entsprechend massive und teure Turmkonstruktion erfordern.

Bei der Altanusturbine sind Hybridsynchron-Generatoren vorgesehen. Diese Generatoren vereinen die Prinzipien von Synchron- und Reluktanzmaschine [6]. Diese elektrischen Maschinen wurden von der BRUSA Elektronik AG für Elektroantriebe in Fahrzeugen optimiert und erreichen ab ca. 4000 Umdrehungen pro Minute einen optimalen Wirkungsgrad [7]. Deshalb sieht das Altanuskonzept eine zusätzliche vierte Getriebestufe vor, um die Generatoren in einem optimalen Leistungsbereich zu betreiben. Die Generatoren sollen dabei je nach Last mechanisch zu- und abgekoppelt werden.

| Windgeschw. [m/s] | Generator (rpm) | Leistung [%] | Generator $\eta$ | Converter $\eta$ | Trafo $\eta$ |
|-------------------|-----------------|--------------|------------------|------------------|--------------|
| 3                 | 360             | 3.30         | 0.70             | 0.810            | 0.979        |
| 5                 | 560             | 14.2         | 0.942            | 0.915            | 0.988        |
| 7                 | 840             | 39.1         | 0.957            | 0.950            | 0.991        |
| 9                 | 1080            | 77.1         | 0.966            | 0.953            | 0.991        |
| 11                | 1320            | 98.8         | 0.968            | 0.975            | 0.990        |
| 12                | 1440            | 100          | 0.968            | 0.976            | 0.990        |

**Tabelle 1:** Wirkungsgrade einzelner Komponenten einer generischen doppelt gespeisten Asynchron-Windturbine

### 3.1.1 Referenzanlage

Die Beschaffung von relevanten Daten bezüglich Wirkungsgrad hat sich als sehr schwierig herausgestellt. Insbesondere waren die Hersteller nicht bereit, Wirkungsgraddaten im Teillastbereich zu veröffentlichen. Die Berechnungen in diesem Kapitel beziehen sich deshalb auf den Erfahrungswerten eines Finnischen Herstellers, welcher dieses Projekt mit Wirkungsgraddaten schnell-drehende Asynchron- und Synchronmaschinen im Bereich von 1-3MW unterstützte. Als Referenzanlage wurde eine doppelt gespeiste Asynchronmaschine ausgewählt. Dieser Anlagentyp hat den mit Abstand grössten Marktanteil und ist kostengünstig aufgrund der Bauweise von Generator und Umrichter.

**Tabelle 1** zeigt die Wirkungsgrade der wichtigsten Komponenten einer doppelt gespeisten Asynchron-Windturbine für verschiedene Windgeschwindigkeiten. Es wird davon ausgegangen, dass rund 30% der Energie über den Wechselrichter in das Netz eingespeist wird.

## 4 Statisches Simulationsmodell

Um das Potenzial des Altanus-Konzeptes zu beurteilen, wird anhand eines statischen Simulationsmodells untersucht, wie sich der Wirkungsgrad der vorgeschlagenen Anlage von konventionellen Anlagen unterscheidet und welche Bedeutung dies auf den Jahresertrag einer Anlage hat. Zudem wird das von Urs Giger vorgeschlagene Übersetzungsverhältnis validiert.



## 4.1 Ausgangslage

Die Daten der verwendeten Rotorcharakteristik beziehen sich auf handelsübliche 2MW Rotoren, welche bereits bei 9m/s ihre Nenndrehzahl und bei 11m/s ihre Nennleistung liefern. Da der Wirkungsgrad von Getrieben vom mechanischen Aufbau, den verwendeten Materialien, den Schmiermitteleigenschaften, der Drehzahl und der Temperatur abhängt, ist eine detaillierte Getriebemodellierung schwierig. Zudem wollten Hersteller keine genaueren Angaben machen, als dass pro Getriebestufe mit 1% bis 1.5% Verlustleistung gerechnet werden muss. Im Modell wurde der Wirkungsgrad einer einzelnen Getriebestufe variabel parametrisiert. Für die Simulationen in diesem Kapitel wurde eine Verlustleistung pro Getriebestufe von 1.5% angenommen.

Der Wirkungsgrad der Generatoren wurde von der Firma BRUSA Elektronik AG für alle Betriebssituationen abhängig von Drehmoment und Drehzahl vorgegeben [7]. Da sich der Generator, welcher im Konzept der Altanusanlage vorgesehen ist, zum Zeitpunkt dieser Arbeit noch im Entwicklungsstadium befindet, wurde von BRUSA auf Wirkungsgraddaten vom HSM1-10.18.13 Motor verwiesen. Dieser Generator ist kleiner und wurde noch ohne Einsteckwicklungstechnologie gefertigt. Daher sind auch diese Daten ebenfalls als konservative Annäherungen zu betrachten.

Um die Altanusturbine im Leistungsoptimum der Generatoren zu betreiben, muss zu jeder Windgeschwindigkeit die geeignete Anzahl an Generatoren berechnet werden. Die Bestimmung der geeigneten Anzahl an Generatoren funktioniert so, dass zu jeder Windgeschwindigkeit bzw. der daraus resultierenden Drehzahl und dem resultierenden Drehmoment der Wirkungsgrad für 1 bis n Generatoren aus der Tabelle ausgelesen wird (n entspricht der maximal verfügbaren Generatoren der Altanus-Turbine). Anschliessend wird der höchste Wirkungsgrad und die damit verbundene aktive Generatorzahl ermittelt. Für diese Berechnung wird davon ausgegangen, dass nur das Drehmoment nicht aber die Drehzahl von der Anzahl Generatoren abhängig ist. Auch wird angenommen, dass sich das Drehmoment immer gleichmässig auf die Generatoren verteilt.

Um den Einfluss des Altanuskonzeptes auf die Jahresproduktion zu evaluieren, wurden Winddaten vom Standort Lindenberg herangezogen.

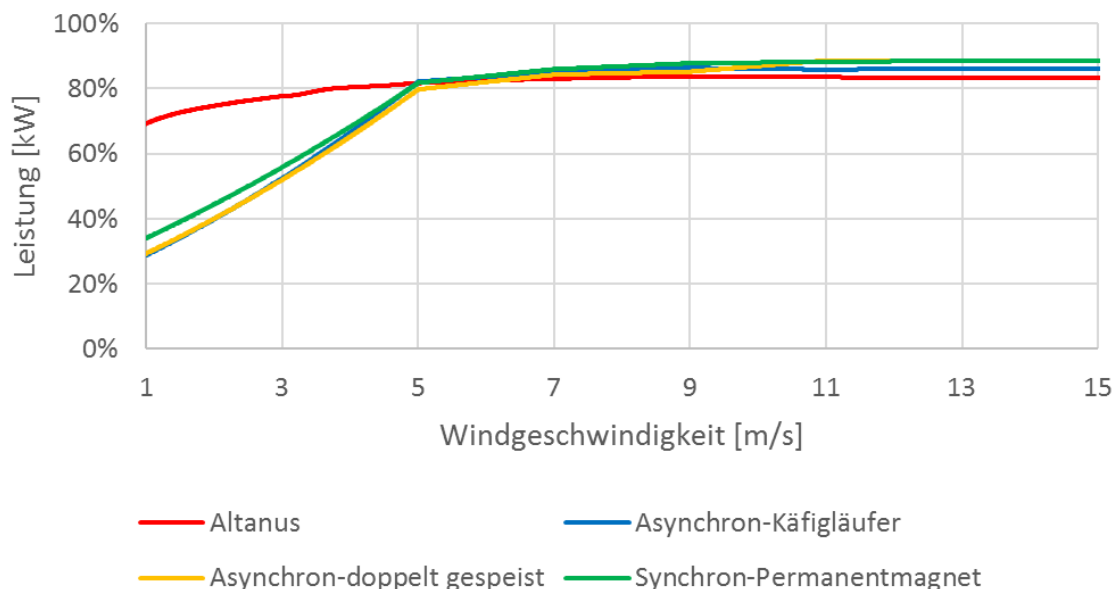
Dieser Standort ist relevant, da dort ein Windparkprojekt in Planung ist, bei welchem unter anderem das Aargauische Elektrizitätswerk, AEW beteiligt ist. Die durchschnittliche Windgeschwindigkeit am Standort Lindenberg beträgt rund 5.2 m/s. Daher ist dieser Standort prädestiniert für Anlagen, welche bei niedrigen Windgeschwindigkeiten einen optimalen Wirkungsgrad erzielen wie zum Beispiel die Altanusanlage. Deshalb wurde der Standort Lindenberg in diesem Projekt als Referenzstandort gewählt.

Bei Windmessungen werden nach deren Abschluss aus den Messdaten Histogramme erstellt, welche auf einen Blick Aufschluss über die herrschenden Windverhältnisse am Messstandort geben sollen. Figur 2 zeigt die Verteilung der Windgeschwindigkeiten am Lindenberg im Zeitraum zwischen Februar 2008 bis Januar 2009 [8].

## 4.2 Wirkungsgrad

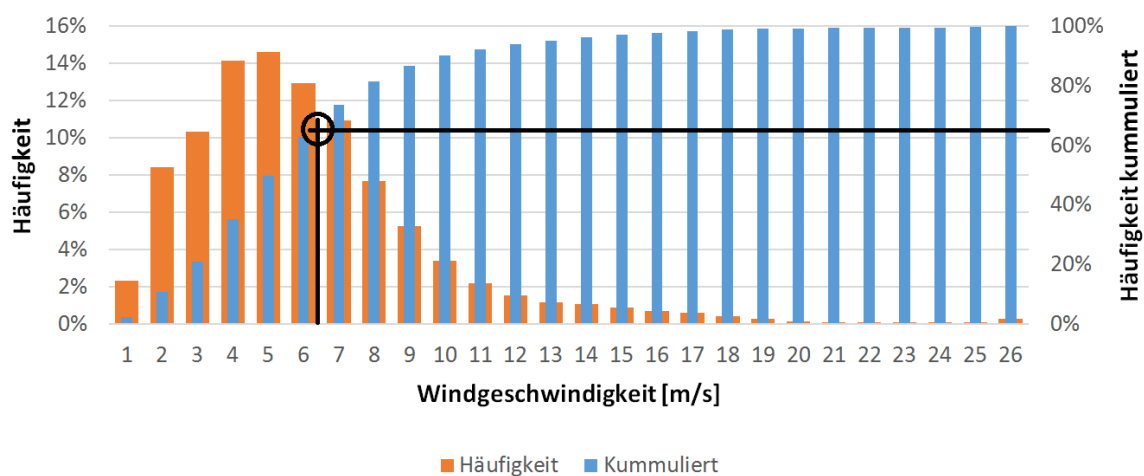
In Figur 1 sind die Wirkungsgrade der Altanus und der Referenzmaschinen ersichtlich. Der dargestellte Wirkungsgrad berücksichtigt Verluste in Rotorenhauptlager, Getriebe, Generator, Umrichter, Übertragung und Transformator. Der Wirkungsgrad des Rotors (Leistungsbeiwert) wird nicht miteinbezogen, da dieser unabhängig vom Antriebsstrang ist.

## Wirkungsgrad nach Windgeschwindigkeit



Figur 1: Errechnete Wirkungsgradkurve der gesamten Anlagen

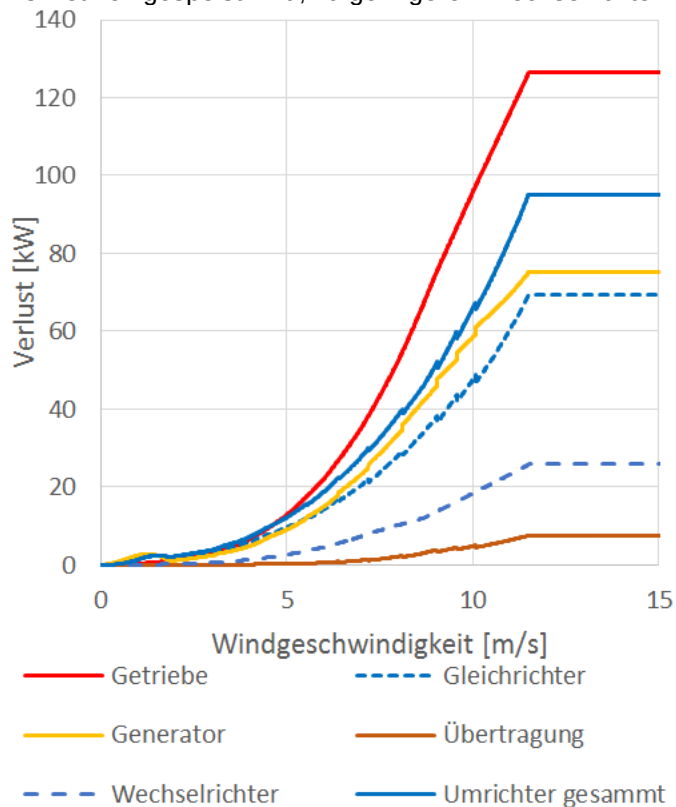
Wie auf dem Diagramm erkennbar, haben die Referenzmaschinen einen ähnlichen Verlauf des Wirkungsgrades. Die Altanusturbine hat wie erwartet einen sehr guten Teillastwirkungsgrad. Erst ab einer Windgeschwindigkeit von mehr als 5.5 m/s erzielen die Referenzmaschinen einen leicht besseren Wirkungsgrad als die Altanusanlage. Die Referenzanlage mit der permanenten erregten Synchronmaschine erzielt dabei erwartungsgemäss den besten Wirkungsgrad. Die heutzutage meist verwendeten doppelt gespeisten Asynchronanlagen erreichen ab 6.25 m/s einen leicht besseren Wirkungsgrad als die Altanusturbine.



Figur 2: Histogramm Windgeschwindigkeiten auf 90m Nabenhöhe am Standort Lindenberg 2008-2009

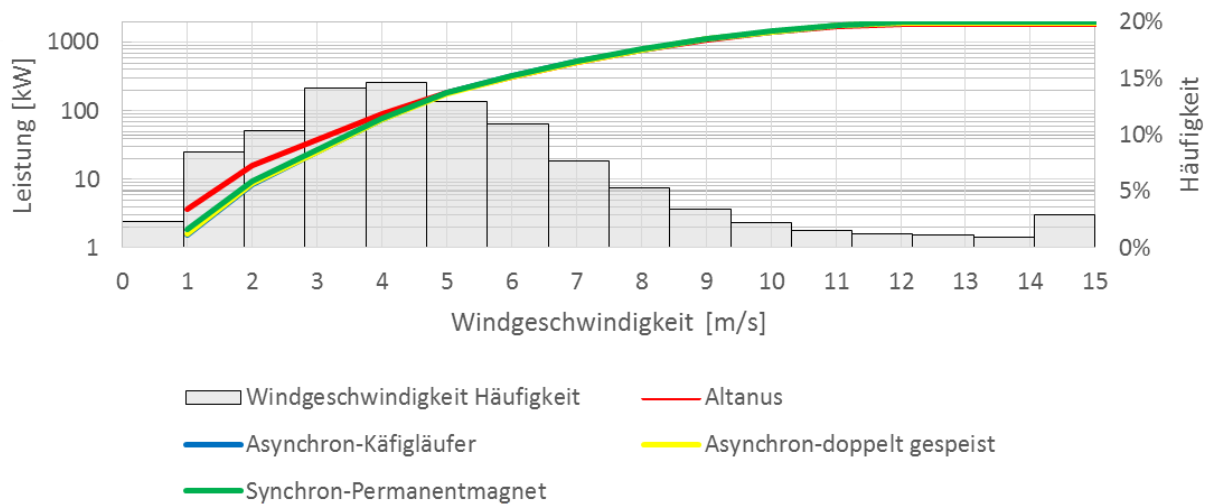
Aus Figur 2 lässt sich ableiten, dass am Standort Lindenberg Windgeschwindigkeiten von 0 bis 6.25m/s rund 60% des Lastbereiches entsprechen. Bei Vollast hat die Altanusturbine einen um 2.2% tieferen Wirkungsgrad als die doppelt gespeisten Asynchronanlagen. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass man mit grossen Generatoren bei Nennleistung grundsätzlich einen höheren Wirkungsgrad erreichen kann und die zusätzliche Getriebestufe der Altanusanlage Verluste verursacht [9].

Figur 3 illustriert die Verluste der einzelnen Komponenten einer Altanusanlage über den Lastbereich. Wie erwartet hat das Getriebe einen grossen Einfluss auf den Gesamtwirkungsgrad, bzw. die Verluste während des Betriebes. Da die Altanusturbine eine Getriebestufe mehr hat als die doppelt gespeiste Asynchronmaschine, fallen die Getriebeverluste entsprechend höher aus. Weiter ist ersichtlich, dass das Konzept der doppelt gespeisten Asynchronmaschine, bei welcher ein Grossteil der Energie direkt ins Netz eingespeist wird, zu geringeren Wechselrichterverlusten führt.



Figur 3 Verluste nach Komponenten Altanusanlage

Ebenfalls ist die Auftretenswahrscheinlichkeit dieser Windgeschwindigkeiten am Lindenberg als graue Balken eingeblendet. Dieses Diagramm zeigt, dass die Altanusturbine in den häufig auftretenden Schwachwind-Zeiten deutlich mehr Leistung ans Netz liefert.



Figur 4 Produktion Lindenberg

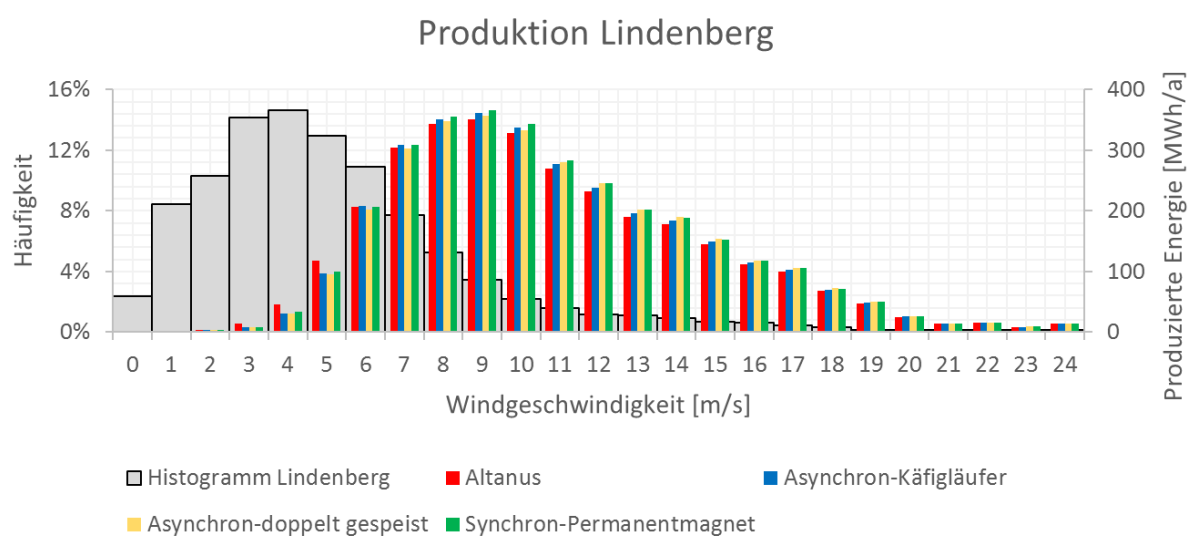
## 4.2.1 Jahresproduktion

Zur Berechnung der Ernteerträge wird die Leistung einer Windkraftanlage wie folgt bestimmt:

$$P_w = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot c_p \cdot v^3$$

Die Leistung der Windkraftanlage ist von der Windgeschwindigkeit in der dritten Potenz abhängig.

Das bedeutet, dass im Teillastbetrieb, bei welchem die Altanusturbine einen sehr guten Wirkungsgrad hat, verhältnismässig wenig Energie produziert wird. Im Bereich, in welchem die Altanus-Turbine einen besseren Wirkungsgrad hat, wird nur rund 20% der Nennleistung generiert.



Figur 5 Produzierte Energie der Anlagen über ein Jahr am Standort Lindenberg, aufgeteilt nach Windgeschwindigkeiten



Der Jahresertrag wird in dieser Simulation über das Histogramm der Windgeschwindigkeiten am Lindenberg berechnet. Dieses Histogramm ist auch in der Figur 5 eingeblendet (graue Balken). Die restlichen Balken zeigen die produzierte Energie in MWh/a. Daraus ist der oben beschriebene Effekt der Leistungsberechnung gut erkennbar.

Der Getriebewirkungsgrad hat einen wesentlichen Einfluss auf das Ergebnis der Altanusturbine. In den bisherigen Simulationen wurde ein Wirkungsgrad von 98.5% pro Getriebestufe eingesetzt. Das vierstufige Altanusgetriebe hat eine Getriebestufe mehr als die Referenzanlage. Werden die Simulationen mit einem Getriebewirkungsgrad von 99% durchgeführt, führt dies zu einer grösseren Verbesserung des Gesamt-Getriebewirkungsgrades bei der Altanusturbine als bei der Referenzanlage. Beträgt also der Getriebewirkungsgrad pro Stufe 99% statt 98.5% verbessert sich der Wirkungsgrad des gesamten Getriebes um 1.93% (Altanus) bzw. 1.43% (Referenz). Bei einem Wirkungsgrad von 99% erreichen die Altanusturbine und die doppelt gespeiste Asynchronmaschine in etwa denselben Jahresertrag.

Anhand dieses Simulationsmodells und wurden geeignete Getriebeübersetzungen evaluiert, welche eine möglichst hohe Jahresenergieproduktion ermöglichen. Diese Erkenntnisse sind Teil der Auslegung des Getriebes für den Bodenprüfstand.

## 5 Dynamisches Simulationsmodell der Altanusturbine

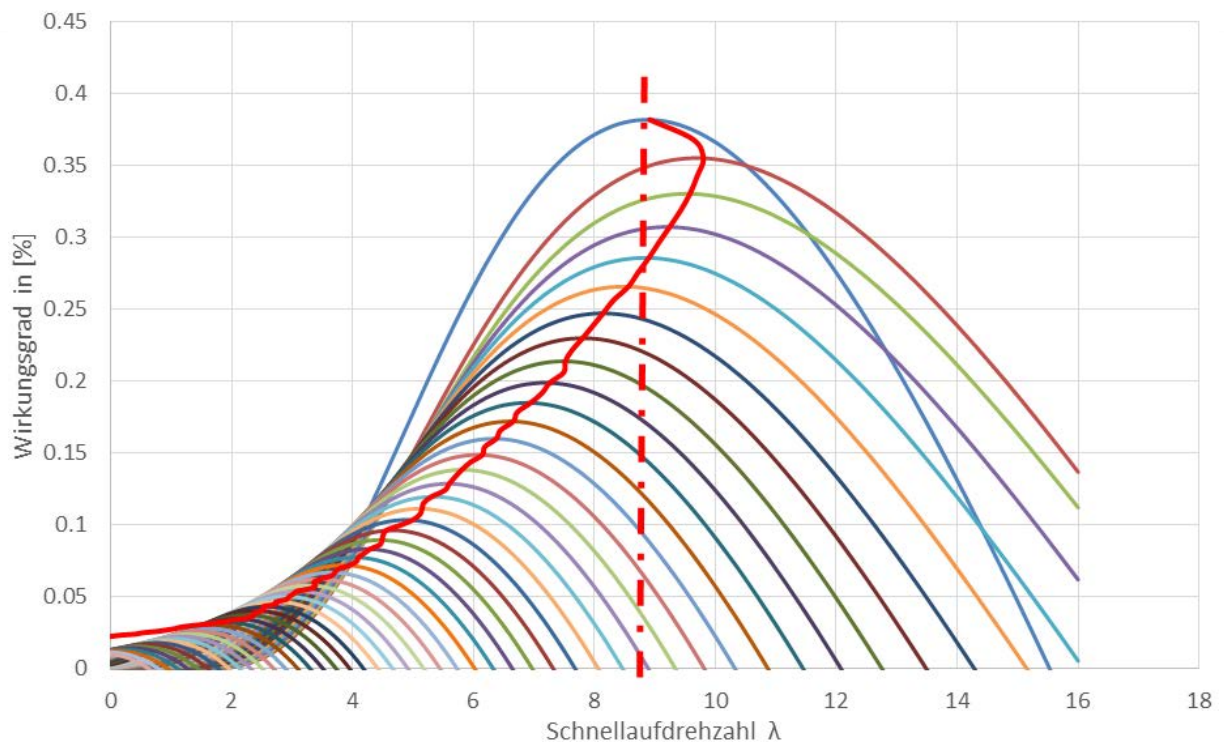
Um das neuartige Antriebskonzept der Altanusturbine erfolgreich umsetzen, soll das dynamische Verhalten der Turbine modelliert werden. Es wurde ein Simulationsmodell mit MATLAB Simulink erstellt um das Zu- und Wegschalten der Generatoren mitsamt der Betriebsführung zu simulieren. Anhand dieses Modells wurde eine Steuerung und Regelung entwickelt, mit welcher die Windkraftanlage sicher und mit hohem Wirkungsgrad betrieben werden kann. Zudem soll dieses dynamische Simulationsmodell zur Auslegung beliebig skaliert Altanus Turbinen dienen.

### 5.1 Regelung von Windkraftanlagen

Windkraftanlagen verwenden meist Drehzahl und Blattstellwinkel (engl. Pitch) als Regelgrößen, um die Anlage zu bremsen oder im optimalen Betriebspunkt zu halten. Die optimalen Betriebsparameter werden anhand der Turbinendynamik einer Windturbine bestimmt. Der Blattstellwinkel bestimmt, wie viel Energie dem Wind entzogen werden kann. Mit der Drehzahl kann, wenn sie nicht im optimalen Bereich ist, ein Strömungsabriss erzielt werden und so ebenfalls die entnommene Windleistung reduziert werden.

Um die Turbinendynamik in das regelungstechnische Modell zu implementieren, wurden Standardparameter einer 2 MW Anlage übernommen [10]. Die prinzipielle Nichtlinearität der Turbine ist durch die eingesetzten Werte simulierbar. Die Funktion hängt primär von der Schnelllaufdrehzahl  $\lambda$  und dem Blatteinstellwinkel  $\beta$  ab.

Zur grafischen Veranschaulichung wurde das Kennlinienfeld der Turbinendynamik in Figur 6 dargestellt. Die Kennlinien sind mit einem Blatteinstellwinkel beginnend von 0° (höchste blaue Kurve) bis 40° dargestellt. In rot ist der maximale Wirkungsgrad bei gegebenem Blattstellwinkel eingezeichnet.



Figur 6 Turbinendynamik in Abhängigkeit der Schnellaufdrehzahl und dem Blattstellwinkel

Die Schnellaufdrehzahl  $\lambda$  berechnet sich aus der Windgeschwindigkeit  $v_{Wind}$ , der Drehzahl  $n$  und dem Radius des Rotors  $r_{Rotor}$

$$\lambda = \frac{2 \cdot r_{Rotor} \cdot n}{v_{Wind}}$$

Ist die maximale Leistung der Turbine erreicht, muss die aufgenommene Leistung reduziert werden, dafür gibt es drei Strategien:

- **Stall-Regelung:** Die Drehzahl der Turbine wird mit Hilfe des Generators so verändert, dass es zu einem Strömungsabriss kommt. Dies setzt einen drehzahlvariablen Betrieb der Anlage voraus. Der Blatteinstellwinkel dieser Anlagen kann nicht verändert werden. Dies würde in Figur 6 einem Verfahren auf der X-Achse (Schnellaufdrehzahl) entsprechen, bei gleichbleibendem Winkel. Stall-Regelung wird heute meist nur noch bei kleinen Windkraftanlagen eingesetzt.
- **Pitch-Regelung:** Bei gleichbleibender Schnellaufdrehzahl (Turbinendrehzahl) wird der Blatteinstellwinkel variiert. Durch den veränderten Anströmungswinkel der Blätter, nimmt die Turbine weniger Windenergie auf. Dies entspricht dem Verfahren in der Y-Achse auf der Kennlinie in Figur 6. Windkraftanlagen mit einer Leistung über 1 MW verwenden meist eine Pitch-Regelung, deshalb wurde dies auch in Simulationsmodell implementiert.
- **Maximum-Power-Point Regelung (MPP):** Die MPP kombiniert Stall- und Pitch Regelung, sodass im Überlastfall die Drehzahl und der Pitch geändert werden. In Figur 6 entspricht dies einem Verfahren an der roten Kurve. MPP hat den Vorteil, dass bei Windänderung die aufgenommene Leistung der Turbine sinken wird. Dies im Gegensatz zur Pitch und Stallregelung, bei denen ein stär-

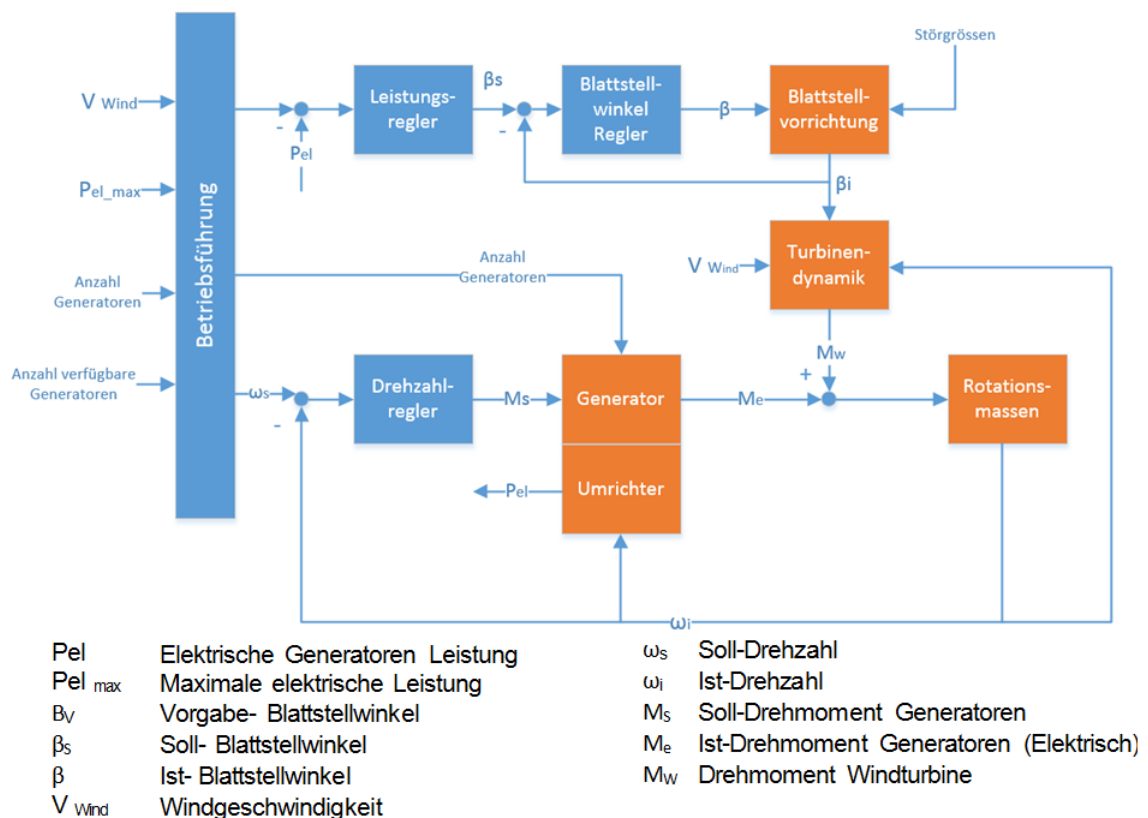




kerer Wind eine höhere Turbinenleistung zur Folge hat. Die höhere Turbinenleistung kann bei ungenügend schneller Nachregelung der Anlage zu Beschädigungen führen.

## 5.2 Standard Regelkreis einer Windkraftanlage

Für die Untersuchung des Altanus Konzepts wurde zuerst der Regelkreis einer konventionellen Windturbine aufgebaut. Anschliessend wurden die Altanus-spezifischen Komponenten im Regelkreis implementiert. In Figur 7 ist der Regelkreis zu sehen. Das Regelkreissystem baut sich aus zwei Regelkreisen auf, die über die Rotationsmasse gekoppelt sind, wobei der Turbinenregelkreis kaskadiert aufgebaut ist.



Figur 7 Regelkreis einer Windkraftanlage

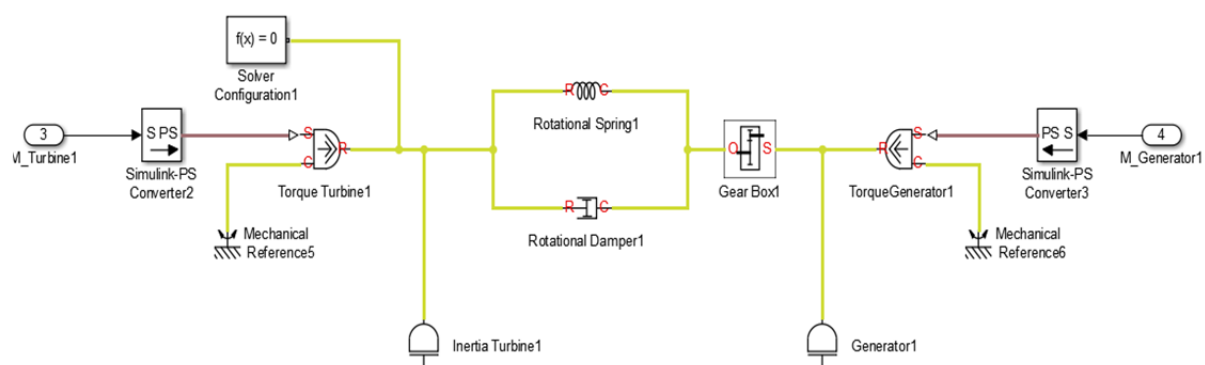
Der Turbinenregelkreis hat die Aufgabe, die Rotorblätter im Überlastfall so zu stellen (pitchen), dass die Windturbine nur so viel Leistung wie von  $P_{el\ max}$  vorgegeben wird aufnimmt. Der Vorgabewinkel der Turbinenblätter kann nicht direkt aus der Überleistung berechnet werden, daher ist der Regelkreis kaskadiert. Aus der Maximalleistung und der Momentanleistung wird mittels Leistungsregler der Vorgabewinkel der Turbinenblätter geregelt. Der Vorgabewinkel  $\lambda$  dient dem Blattstellwinkel-Regler als Stellgrösse, auf die er regeln kann. Der Drehzahlregelkreis hat die Aufgabe, das Drehmoment der Generatoren so anzupassen, dass genau die Soll-Drehzahl erreicht wird und dadurch die Turbine den maximalen Wirkungsgrad besitzt.



Das Problem des Turbinenregelkreises ist, dass der Vorgabeblattstellwinkel aus der elektrischen Leistung gebildet wird, diese Messgrösse stammt wiederum aus dem Drehzahlregelkreis. Somit sind die beiden Regelkreise über zwei Regelgrössen miteinander gekoppelt. Das hat zur Folge, dass der Eingang des Turbinenregelkreises vom Drehzahlregelkreis abhängig ist und der Drehzahlregelkreis auf das resultierende Drehmoment der Turbine reagiert. Ein instabiles Verhalten durch die doppelte Kopplung der Regelkreise ist somit möglich. Zusätzlich hat die Kopplung der Regelkreise zur Folge, dass wenn nur einer der beiden Regelkreise schwingt, das ganze System dadurch mit in Schwingung versetzt wird. Um das System robuster zu machen, sollen die Regelkreise soweit wie möglich entkoppelt werden. Nachfolgend wird die Implementierung der einzelnen Regelstrecken beschrieben.

### 5.3 MATLAB Simulink Simulationsmodell

Die Rotationsmassenträgheit oder auch Trägheitsmoment beschreibt den Widerstand gegen eine äussere anregende Kraft. Die Massenträgheit des Windturbinenstranges ist enorm gross und bestimmt daher massgeblich die Zeitkonstanten der gesamten Anlage. Jedoch besteht die mechanische Triebstange der Windturbine aus mehreren Rotationsträgheitsmomenten. Die Generatoren, das Getriebe und die Turbine bilden den vereinfachten Triebstrang ab. Das Zusammenwirken dieser Komponenten ergibt ein Feder- Masseschwinger System, welches in Figur 8 zu sehen ist.



Figur 8 Translatorisches Feder- Masseschwinger System Windturbine

Die Feder und der Dämpfer sollen die auftretende Torsionsschwingung des Antriebsstrangs nachbilden, um so ein genaueres Bild bei Lastwechseln zu erhalten [11]. Die Berechnung des Trägheitsmoments der Turbine erfolgt mit der angenäherten Formel einer Kreisscheibe mit dem Schwerpunkt bei 1/3 der Rotorblattlänge [12].

$$J = \frac{1}{3} \cdot m \cdot r^2$$

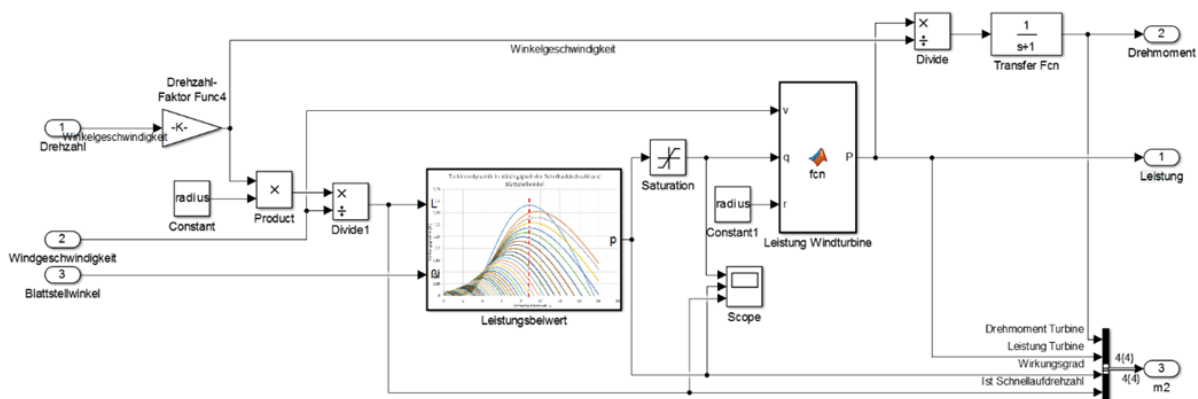
Die Masse der drei Turbinenblätter beträgt 45 t bei einem Durchmesser von 114 m [13]. Das Massenträgheitsmoment liegt demnach bei  $4.874 \cdot 10^7 \text{ kgm}^2$ .

Das Trägheitsmoment der Generatoren liegt gemäss Datenblatt bei  $0.06 \text{ kgm}^2$ . Somit ist es im Vergleich zur Massenträgheit der Turbine vermeintlich gering. Aufgrund der hohen Drehzahl der Generatoren, hat deren Trägheitsmoment dennoch eine Bedeutung.



### 5.3.1 Turbinendynamik

Das Turbinenmodell beinhaltet hauptsächlich die Turbinenkennlinie. Mit der Drehzahl und der Windgeschwindigkeit kann die Schnellaufdrehzahl  $\lambda$  berechnet werden. Zusammen mit dem aktuellen Blattstellwinkel  $\beta$  wird anhand des Turbinenkennfeldes der Wirkungsgrad berechnet.



Figur 9 Regelstrecke Turbinendynamik

Daraufhin wird mit der Windleistung und der Drehzahl das anliegende Drehmoment berechnet. Das Drehmoment ist jedoch durch die Flexibilität der Rotorblätter und dem Strömungsverhalten der Luft nicht sofort an der Turbinenwelle vorhanden, dies wird durch ein PT1 Glied mit der Zeitkonstante von 1s simuliert.

### 5.3.2 Blattstellvorrichtung

Die Blattstellvorrichtung wurde durch ein PT1 Glied mit der Zeitkonstante von 1s angenähert. Um die Blattstellvorrichtung genauer zu modellieren, müssten die nichtlinearen Biegemomente der Turbinenblätter anhand von Konstruktionsdaten und deren Rückwirkungen auf die Blattstellvorrichtung berücksichtigt werden. Da die Regelstrecke der Blattstellvorrichtung einen marginalen Einfluss auf das regelungstechnische Konzept der Windkraftanlage hat, ist die Näherung mit einem PT1 Glied ausreichend.

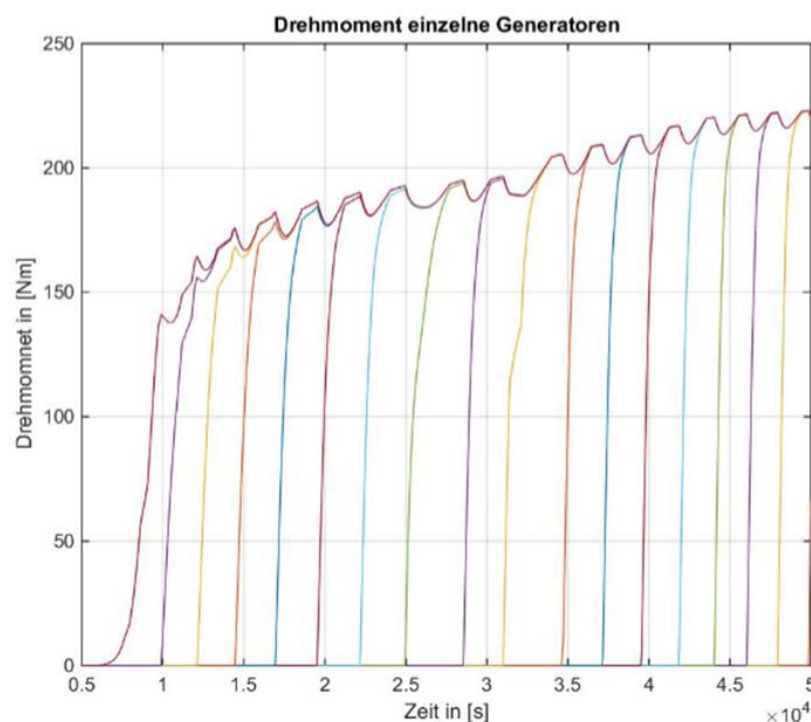
### 5.3.3 Generator Modell

Die Hybridsynchronmaschinen von BRUSA Elektronik AG werden meist für elektrische Antriebe in der Fahrzeugtechnik eingesetzt. Die Motoren werden jeweils in Kombination mit einer Umrichtereinheit eingesetzt. Die verwendeten Maschinen haben eine Spitzenleistung von 220 kW und können mit einer Dauerleistung von 145 kW betrieben werden. Bedingt durch die spezielle Bauform des Generators, gibt es in der Bibliothek von Simulink kein passendes Modell. Auch die Nachbildung mit Modellbausteinen anderer Maschinen würde das Verhalten der Hybridsynchronmaschine nur schlecht wieder spiegeln.

Daher wurde eine Messung der Sprungantwort des Generators vorgenommen. Mithilfe der Sprungantwort konnte die Übertragungsfunktion des Generators berechnet werden. Diese Übertra-

gungsfunktion wurde anschliessend dazu verwendet, das dynamische Verhalten der Generatoren zu simulieren. Durch die Parallelschaltung von mehreren Generatoren ergibt sich das gesamte Ist-Drehmoment. Beim Zuschalten eines Generators muss das Drehmoment der bereits eingeschalteten Generatoren vermindert werden, damit sich die Drehzahl der Anlage nicht ändert. Dies führt zu einem Drehmomentsprung an dem Generator.

Der Drehmomentsprung ist beim Zuschalten des zweiten Generators am grössten, das Drehmoment sinkt bis auf den halben Wert ab. Mit zunehmender Anzahl an Generatoren wird auch der Sprung kleiner. Der Drehmomentsprung muss durch Regelung des Generatordrehmoments aufgefangen werden. Auch ist ein „weiches Schalten“ wünschenswert, da eine mechanische Beanspruchung des Getriebes und der Generatoren möglichst nicht schlagartig erfolgen darf. Ein weiches Schalten kann durch die Begrenzung der Drehmoment-Änderungsrate in der Generator Software erreicht werden. Simuliert man nun die Parallelschaltung der Generatoren mit dem erstellten Generatormodell, ergibt sich ein Drehmomentverlauf der einzelnen Generatoren wie in Figur 10 dargestellt. Die Generatoren sind demnach nicht entkoppelbar ausgeführt. Entkoppelbare Generatoren können im Modell mit einer zusätzlichen Totzeit nachgebildet werden.



Figur 10: Drehmoment der einzelnen Generatoren durch Zuschaltung in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit

### 5.3.4 Steuerung Windkraftanlage

Durch die Verwendung mehrerer Generatoren bietet es sich an, immer nur so viele Generatoren zuzuschalten, damit die Generatoren mit dem bestmöglichen Wirkungsgrad arbeiten. Das Wirkungsgrad Kennlinienfeld der Generatoren und Umrichter ist durch den Hersteller bekannt. Dadurch wird für die zuschaltbaren Generatoren in jedem Betriebspunkt die optimale Anzahl an Generatoren berechnet.



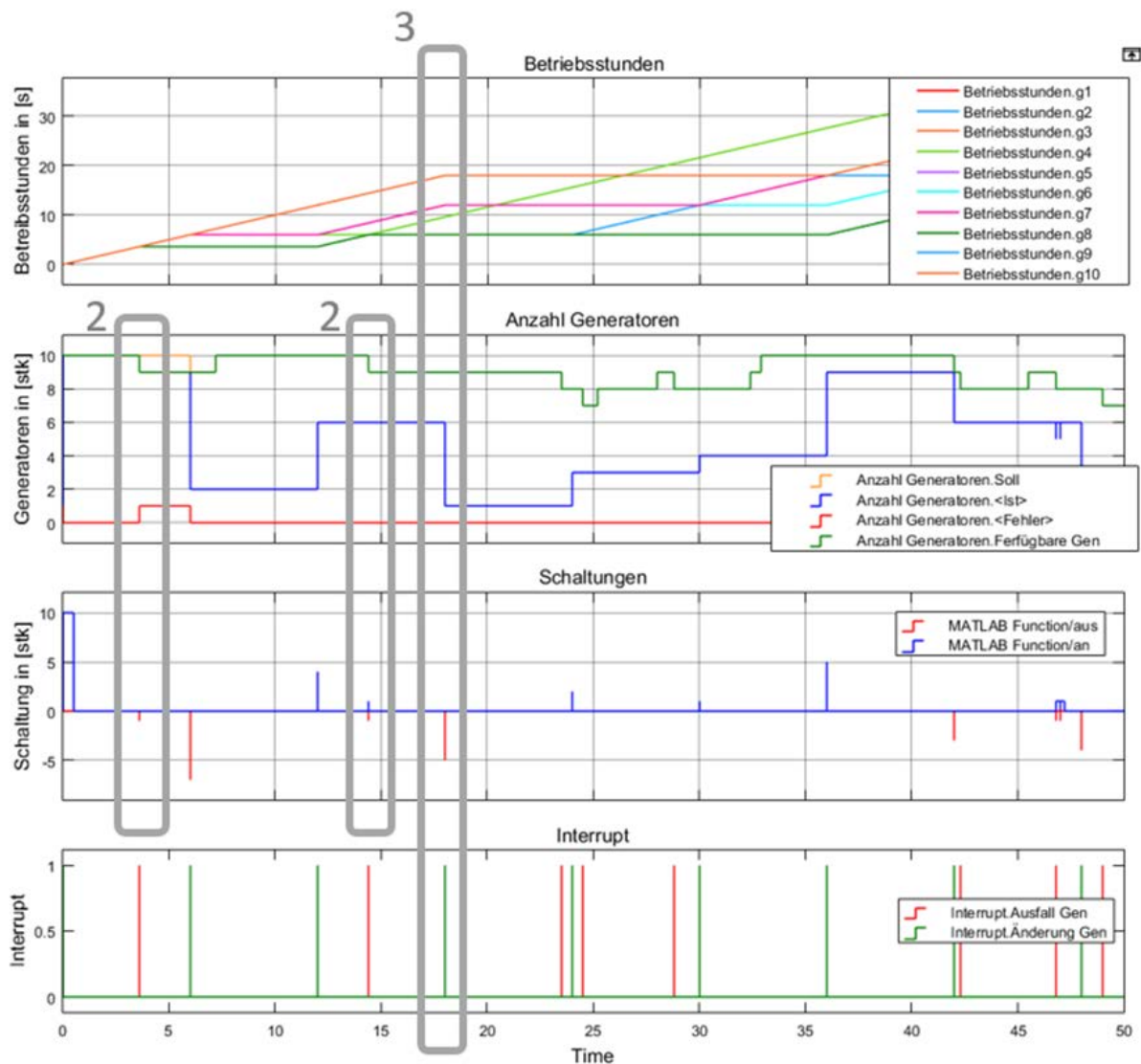
Der Generator-Auswahlalgorithmus benutzt als Eingangssignal die benötigte Anzahl an Generatoren. Mithilfe historischer- und momentan-Werten, wählt der Algorithmus die Generatoren aus und schaltet diese ein oder aus. Der Algorithmus muss verschiedene Anforderungen erfüllen, diese werden nachfolgend aufgelistet und erklärt:

- Der Wirkungsgrad der Generatoren soll maximiert werden. Die die Anzahl der Generatoren wird so gesteuert damit sie immer im optimalen Arbeitspunkt betrieben werden.
- Wenn eine Fehlermeldung anliegt, muss der defekte Generator ausgetauscht werden, ein Ersatz Generator springt ein. Sind nicht genügend Generatoren verfügbar, kann die Gesamtleistung der Anlage verringert werden.
- Die Lebensdauer der Generatoren soll nicht durch hohe Schaltzyklen unnötig verkürzt werden. Schnelles ein und ausschalten zwischen den Generatoren soll vermieden werden.
- Die Generatoren sollen gleichmässig beansprucht werden. Jeder Generator wird anhand des Betriebsstundenzählers priorisiert, damit alle Generatoren gleichmässig genutzt werden.

### 5.3.5 Algorithmus Tests und Performance

Die Performance des Algorithmus wird anhand der Erfüllung der zuvor erklärten vier Anforderungen gemessen:

- **Optimaler Betriebspunkt der Generatoren:** Die Generatoren werden anhand der Wirkungsgrad-Charakteristik im optimalen Bereich betrieben
- **Ausfallsicherheit der Generatoren:** Wie in der Figur 11 markiert, fällt in Sekunde 4 ein Generator aus. Da die Anlage aber voll ausgelastet ist, kann kein Generator hinzugeschaltet werden. Dies führt dazu, dass ein Fehler erkannt wird (Rote Kurve springt auf 1). Die Erkennung des Fehlers kann der Überleistungsüberwachung mitgeteilt werden und somit wird der Blattstellwinkel erhöht. In Sekunde 14 fällt nochmals ein Generator aus, diesmal ist jedoch noch genügend Reserve vorhanden. Im Plot Schaltung, ist das Aus- und Einschalten eines Generators zu sehen. Der Algorithmus erkennt den Ausfall so schnell das es nicht zu einem Fehler kommt, der Betreib kann durch das schnelle Auswechseln ungestört weitergeführt werden.
- **Keine unnötigen Schaltzyklen:** Betrachtet werden die oberen drei Plots in Figur 11 bei Sekunde 17. Es werden 5-Generatoren abgeschaltet, Im Betriebsstunden Plot kann implizit die Priorisierung der Generatoren abgelesen werden. Der Generator mit den geringsten Betriebsstunden hat die höchste Priorisierung. Würde man nur nach dem Prioritätsvektor die Generatoren auswählen müsste Generator~8 angeschaltet und Generator~4 ausgeschaltet werden. Jedoch ist Generator~4 bereits in Betrieb (Kurve ist steigend), der Algorithmus erkennt dies und schaltet Generator~4 nicht aus, da dieses Ausschalten von Generator~4 und Einschalten von Generator~8 ein unnötiger Schaltzyklus bedeuten würde. Zu erkennen ist dies in Plot Schaltungen, da nur 5-Generatoren ausgeschaltet werden aber keiner angeschaltet wird.
- **Gleichmässige Beanspruchung der Generatoren:** Um die gleichmässige Zunahme der Betriebsstunden zu verifizieren wurde die Simulationszeit erhöht und in regelmässigen Abständen die Anzahl Betriebsstunden der jeweiligen Generatoren aufgezeichnet.



Figur 11 Simulation Generator Auswahl Algorithmus

## 5.4 Sicherheitsaspekte der Generator Auswahl-schaltung

Bei der Berechnung, wie viele Generatoren das Turbinendrehmoment aufnehmen sollen, dürfen keine Fehler entstehen, da diesen ansonsten grossen Schaden an der Anlage verursachen könnten. Wenn z.B. das geforderte Drehmoment über den maximalen Bereich der Generatoren hinausgeht, darf die Auswahl der Generatoren nicht versagen und z.B. nur einen Generator ansteuern. Dieser würde das geforderte Drehmoment nicht aufbringen können und eine Störmeldung ausgeben.

Das gleiche Szenario ist denkbar, wenn in einem bestimmten Betriebspunkt zu wenige Generatoren ausgewählt würden. Das anliegende Drehmoment würde das zulässige Generatormoment überschreiten, somit würden alle Generatoren überbelastet und nacheinander eine Störmeldung abgeben, was dazu führt, dass Generatoren nacheinander ausfallen.



Diese Fehlerquelle gilt es durch einen zweistufigen Sicherheitsmechanismus zu beheben.

- Die Generatoren geben ein Feedback der aktuellen Betriebsparameter an die Generator Auswahl-schaltung. Die Auswahl-schaltung kann die thermische- und mechanische-Belastung der Generatoren abschätzen und im Überlastfall zusätzliche Generatoren hinzuschalten.
- Die Maximale Leistung der Windturbine wird bei einem Generatorausfall verringert (Derating der Turbinenleistung). Dies kann durch den Leistungsregler und eine Blattwinkelverstellung erreicht werden.

### 5.4.1 Turbinen Soll-Drehzahl

Um den maximalen Wirkungsgrad zu erreichen, muss die Turbinendrehzahl im Teillastbereich an die Windgeschwindigkeit angepasst werden.

Durch das Turbinenkennfeld ist die optimale Drehzahl zu jedem Blattstellwinkel bekannt. Im Teillastbereich ist der Blattstellwinkel stets 0°, somit lässt sich die optimale Schnelllaufdrehzahl 8,913 ablesen. Das bedeutet, bei einem Blattstellwinkel von 0°, ist der Wirkungsgrad stets optimal, wenn die Schnelllaufdrehzahl von 8,913 erreicht wird.

Die Drehzahl wird berechnet:

$$\text{Drehzahl } n = \frac{v_{\text{Wind}} \cdot \lambda}{2 \cdot \pi \cdot r_{\text{Rotor}}}$$

Die optimale Schnelllaufdrehzahl und der Rotordurchmesser sind bekannt und konstant. Somit erhält man eine Formel, die in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit, die optimale Drehzahl der Turbine berechnet.

Die Windturbine ist durch das Rotationsträgheitsmoment sehr schwerfällig und reagiert daher entsprechend verzögernd auf eine Windgeschwindigkeitsveränderung. Daher ist es nicht sinnvoll die Soll-Drehzahl der Windturbine direkt dem Drehzahlregler vorzugeben. Der Drehzahlregler würde versuchen, durch die Veränderung des Generatormoments, schlagartig die Turbinendrehzahl zu verändern.

Um diese grossen mechanischen Beanspruchungen des Turbinenstrangs zu vermeiden, wird die Soll-Drehzahl in etwa der gleichen Zeitkonstante wie das Rotationsträgheitsmomentes vorgegeben. Die Soll-Drehzahl wird daher durch ein PT1 Glied mit der Zeitkonstante von 10 s der Windgeschwindigkeit nachgeführt.

## 5.5 Regelung Windkraftanlage

Das übergeordnete Regelungsziel ist die Maximierung des Wirkungsgrads. Dadurch wird eine maximale Energieausbeute erreicht.

Dieses Regelziel steht jedoch in Konkurrenz zu einer möglichst geringen mechanischen Belastungen des Systems. Somit müssen beim maximalen Wirkungsgrad Abstriche gemacht werden. Dies tritt z.B. bei zu starkem Wind oder schnellen Windgeschwindigkeitsänderungen ein.

### 5.5.1 Drehzahlregler

Der Drehzahlregler nimmt Einfluss auf das Generatoren-Drehmoment und versucht die vorgegebene Soll-Drehzahl zu erreichen.

Der Drehzahlregler wird so dimensioniert, dass grosse Drehmomentänderungen vermieden werden. Dieses Dimensionierungsziel hat zwei Gründe, zum einen muss die Anzahl der Generatoren weniger oft gewechselt werden. Zum andern führen grosse Drehmomentänderungen zu hohen Belastungen an den Generatoren und am gesamten mechanischen Triebstrang.

Der Drehzahlregler darf nur ein (negatives) Bremsmoment vorgeben. Wenn die Soll-Drehzahl oberhalb der Ist-Drehzahl liegt, soll der Generator die Turbine nicht beschleunigen. Er soll lediglich das Bremsmoment soweit verringern, dass die Turbine von alleine beschleunigen kann. Andernfalls würde der Generator als Motor das Windrad antreiben.

Des Weiteren muss das maximale Soll-Drehmoment des Drehzahlreglers begrenzt werden, um die Generatoren vor einer Überlastung zu schützen.

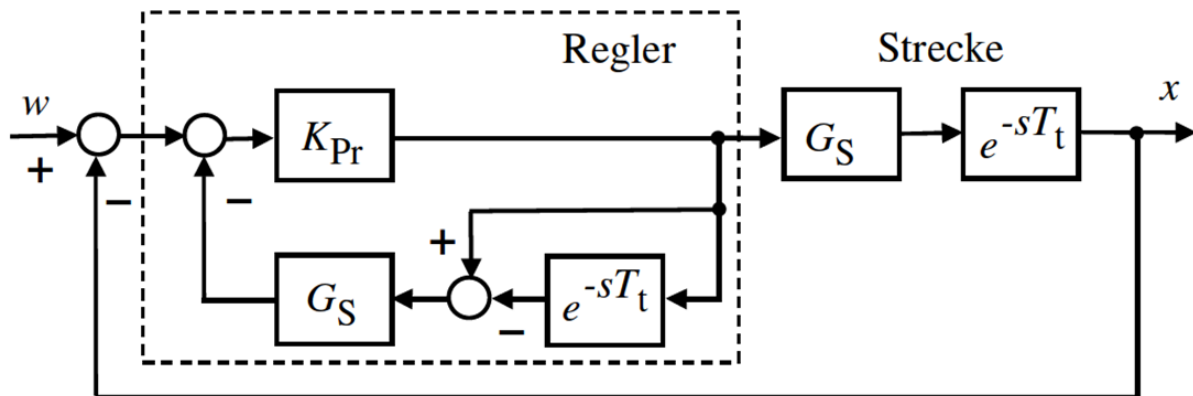
### 5.5.2 Leistungs- und Blattstellwinkel-Regler

Wie bereits beschrieben, dient der Leistungs- und Blattstellwinkel Regler zur Begrenzung der Windturbinenleistung. Das Problem dieses Regelkreises ist, dass der Eingang sowie der Ausgang mit dem Drehzahlregelkreis gekoppelt ist wie in Figur 7 ersichtlich ist. Diese Kopplung führt zu einem Aufschwingen der Regelstrecke. Dadurch wurde nach einem Weg gesucht, die Regelstrecken zu entkoppeln.

Eine Möglichkeit ist es die Turbinenleistung direkt zu messen und diese auf den Leistungsregler zurück zu führen. Somit wäre dieser von der Eingangsgrösse „Generator Leistung“ entkoppelt. Im Simulationsmodell ist es unproblematisch die Turbinenleistung zu messen, jedoch müsste in einer realen Anlage die Turbinen Drehzahl und das Turbinen Drehmoment gemessen werden. Das Drehmoment einer Turbine kann nicht ohne grösseren Aufwand gemessen werden.

Bedingt durch diese Problematik wurden auf Prädikative-Regelkreisstrukturen zurückgegriffen. Der Prädikative Smith Regler ist in Figur 12 dargestellt. Dieser basiert auf dem Prinzip eines Kompensationsreglers. Er kann mit der in der Praxis häufig auftretenden Totzeit der Regelstrecke umgehen [14].





Figur 12 Prädikativer Smith Regler

Ein im Regler abgebildetes Modell der Regelstrecke ( $G_S$ ) wird auf ein P-, PI- oder PID-Regelbaustein ( $K_{Pr}$ ) intern zurück gekoppelt. Das Modell der Regelstrecke selbst wird vom Ausgang des Reglers beschalten. Dies führt dazu, dass der Regler schon vorhersagen kann, wie die „reale“ Regelstrecke sich für den Soll-Wert verhalten wird. Im regelungstechnischen Modell der Windturbine gibt es selbstverständlich keine „reale“ Regelstrecke, die Regler interne Regelstreckenrückführung besteht lediglich aus demselben Turbinendynamik Baustein, welcher geregelt werden soll.

Die elektrische Leistung des Generators  $P_{el}$  wird von der Maximalleistung subtrahiert. Ist das Ergebnis positiv, erzeugt die Windturbine zu viel Leistung. Der Leistungsregler übersetzt die überschüssige Leistung in einen Blattstellwinkel der Turbine. Das Rückgeführte Turbinendynamik Modell kann aus dem Blattstellwinkel, der aktuellen Windgeschwindigkeit und Drehzahl die erzeugte mechanische Leistung der Windturbine berechnen. Diese berechnete mechanische Leistung wird so lange von der Überleistung abgezogen bis beide gleich gross sind, danach bleibt der Blattstellwinkel konstant. Das Ergebnis ist ein idealer Blattstellwinkel zur gegebenen Überleistung. Dadurch, dass der ideale Blattstellwinkel bereits die Vorgabe des Blattwinkelreglers ist, erreicht dieser auch eine entsprechend hohe Regelgüte.

In einer realen Windkraftanlage stimmt das Modell der Turbinendynamik jedoch nicht, so wie in der Simulation, zu 100% überein. Dementsprechend kann bei einer realen Anlage die Blattstellwinkel Regelung nur so gut funktionieren, wie das Modell der Turbinendynamik ist.

Wie in der Abbildung zu sehen ist, ist die Stellgrösse des Turbinenregelkreises immer noch die elektrische Leistung des Umrichters, somit ist die teilweise Entkopplung der Regelkreise nicht gelungen. Jedoch ist durch die Implementierung des Smith Prädiktors die Regelstrecke stabilisiert worden.

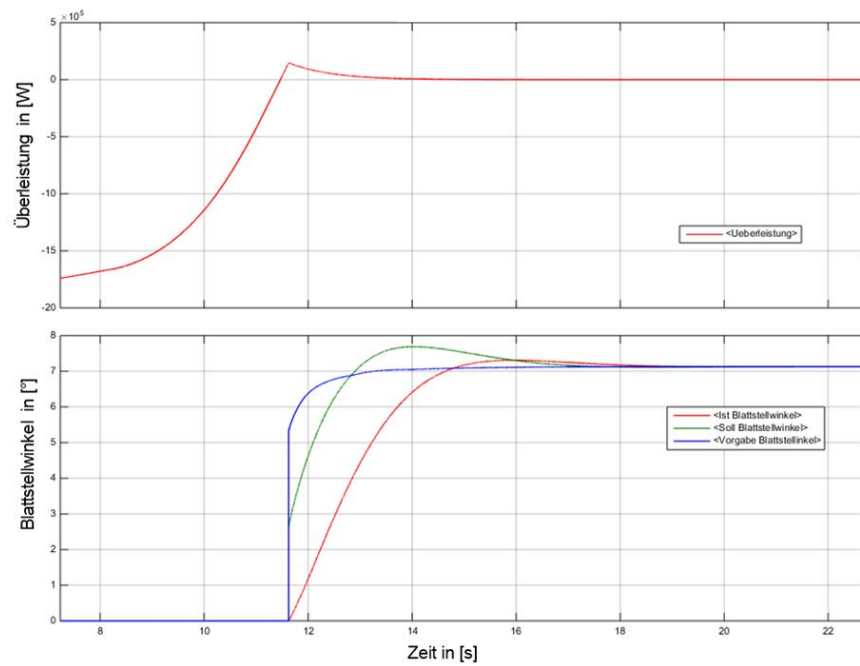
Nachfolgend werden die Simulationsergebnisse des Blattstellwinkelreglers mit Smith Prädiktor überprüft. Wenn die Überleistung positiv ist, erzeugt die Turbine mehr Leistung, als der Generator aufnehmen kann.

Die Simulationen wurden mit einem Windprofil durchgeführt, bei welchem die Windgeschwindigkeit in 6-Sekunden um 7-Meter pro Sekunde ansteigt.

Das System mit dem Prädikative Smith Regler in Figur 13 zeigt nur ein geringes Überschwingen. Das Reglerverhalten lässt sich leicht über die Regelparameter des Blattstellwinkelreglers anpassen und



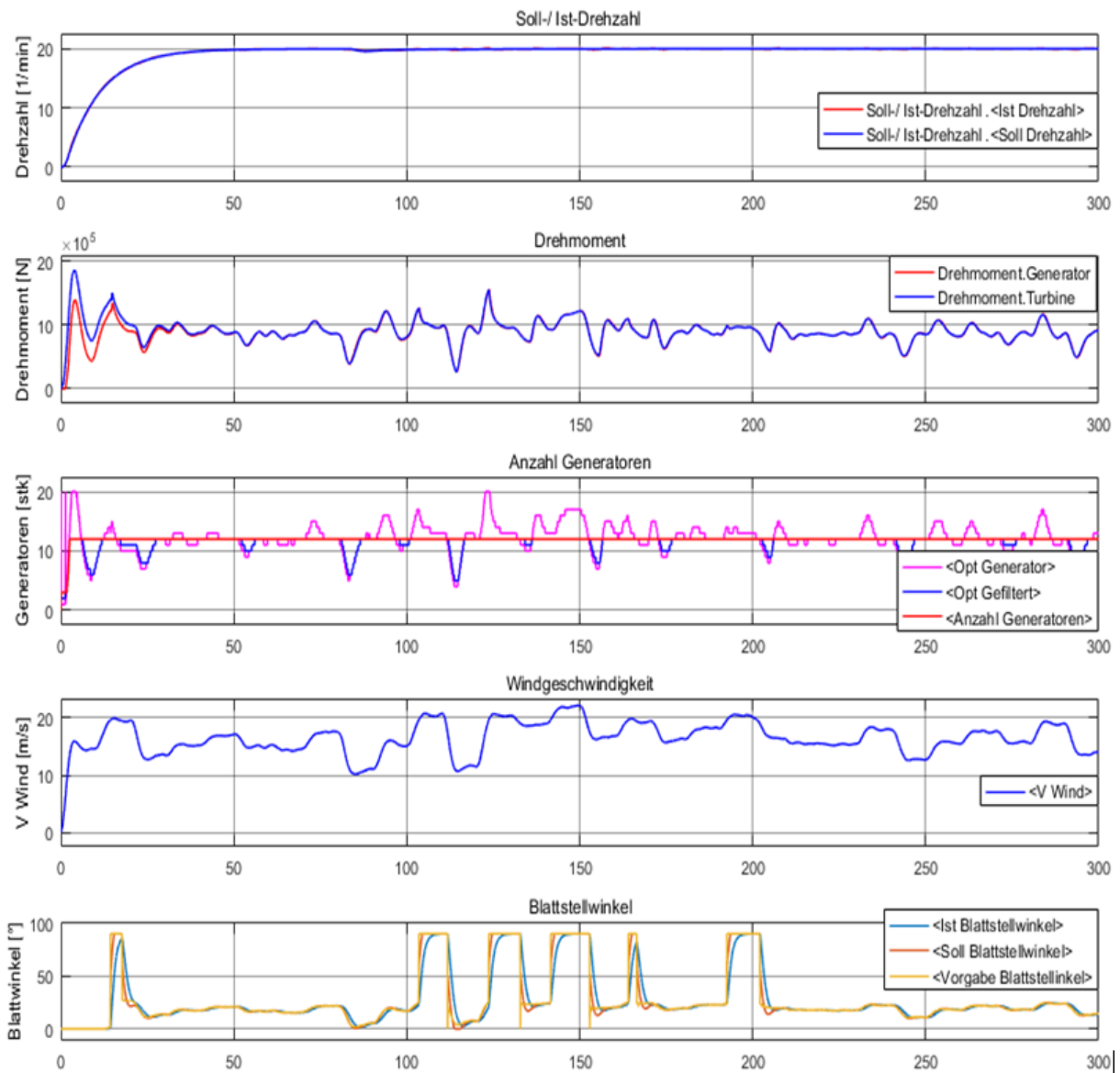
somit auch die Höhe des Überschingers. Ebenfalls zu beachten ist die sehr kurze Einschwingzeit der



Regelstrecke.

Figur 13: Simulation Blattstellwinkel mit Prädikativen Smith Regler

### 5.5.3 Simulation von Windspektren



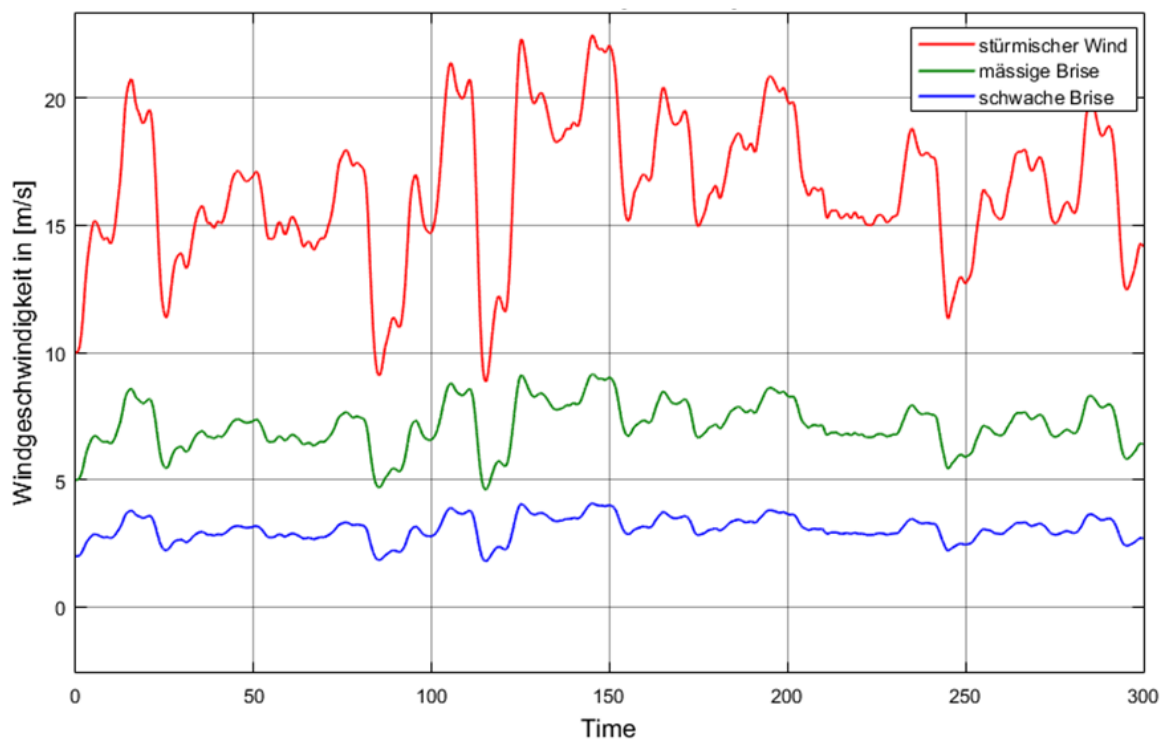
Figur 14: Betriebsführung bei stürmischem Wind

Die Windgeschwindigkeit unterliegt ständigen Schwankungen durch sogenannte Windturbulenzen. Um ein analytisches Windsignal für die Simulation zu generieren wurden typische Windenergiespektren nachgebildet [13]. Dafür wurden 4 Frequenzen aus dem Windenergiespektrum mit entsprechender Gewichtung gelesen. Diese 4 Frequenzanteile 1 Hz, 0,1 Hz, 0,01 Hz und 0,001 Hz wurden anschliessend durch einen Gaus verteilten Zufallsgenerator implementiert.

Die einzelnen Frequenzanteile wurden anschliessend summiert, um das Zeitsignal zu erhalten. Durch den Zufallsgenerator ist das Signal an den Übergängen eckig und somit sind höhere Frequenzspektren enthalten. Um höhere Frequenzanteile der jeweiligen Signale auszuschliessen, besitzt jeder Zu-

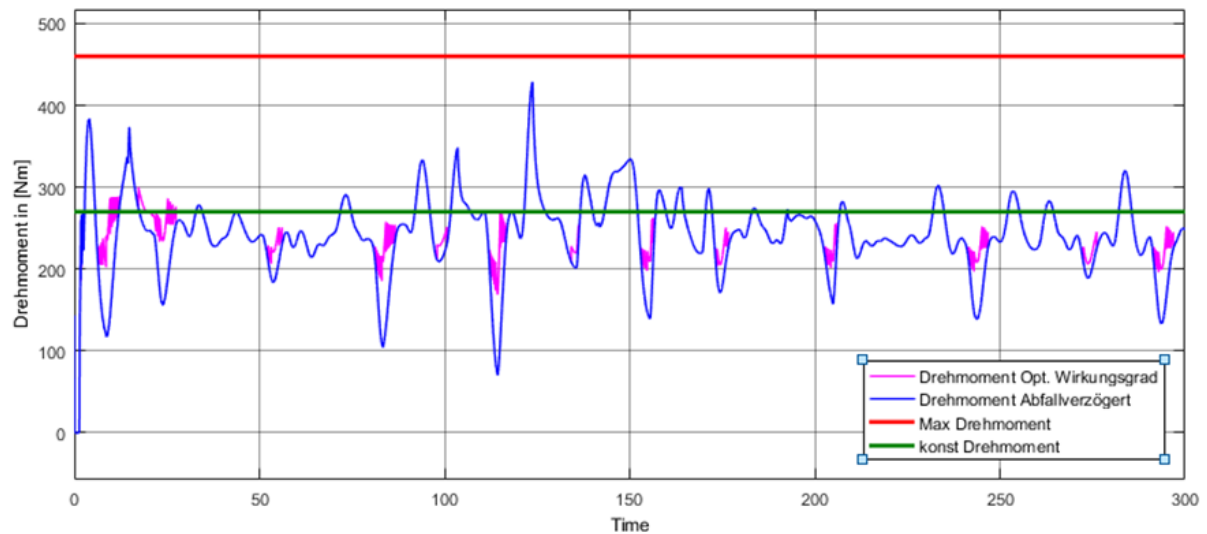
fallsgenerator einen Tiefpassfilter zweiter Ordnung. Die Grenzfrequenz des Tiefpassfilters ist eine Dekade über der Nutzfrequenz gewählt.

Um das Verhalten der Betriebsführung des Simulationsmodells zu untersuchen, wurden verschiedene Windszenarien definiert. Für jedes Windszenario wurde ein analytisches Windsignal wie in Figur 15 verwendet. Im nachfolgenden Beispiel wird das Verhalten des Modells bei stürmischem Wind untersucht.



Figur 15: Zeitverlauf der Windgeschwindigkeit

Der zeitliche Verlauf der Betriebsführung ist in Figur 14 dargestellt. Die Windgeschwindigkeit ist sehr hoch, so dass die Turbine alle Generatoren einschalten muss. In pink zu sehen ist die Linie "Opt Generator", diese geht meist deutlich über 12-Generatoren hinaus. Dies deutet auf eine zu hohe Beanspruchung der einzelnen Generatoren hin, da diese auf 12 Stück begrenzt sind.



Figur 16: Drehmoment eines Generators bei stürmischem Wind

Betrachtet man jedoch die Einzel Generator Belastung Figur 16 ist zu erkennen, dass das Drehmoment (Blau) nicht zu gross ist. Das angeforderte Drehmoment überschreitet teilweise das konstante Drehmoment, jedoch nie das maximale Drehmoment. Die Turbine wird unter Volllast betrieben, sogar die Drehzahl wird auf 20 1/min begrenzt.

Ausserdem wird die Überleistung mit dem Blattstellwinkel geregelt. Die Lastschwankungen werden durch den Blattstellwinkel geregelt. Das Regelverhalten ist sehr gut, es kommt zu keinen Oszillationen oder Schwingungsverhalten.

## 6 Bodenprüfstand

Um die Funktionsfähigkeit sowie die Modelle der Altanus-Turbine zu validieren wird ein Bodenprüfstand aufgebaut. Der Bodenprüfstand besteht aus einem Maschinenträger, einem vierstufigen Getriebe, einem Kühl- und Schmiersystem, 12 Antriebseinheiten sowie einem Schalt- und Steuerschrank.

Die Antriebseinheiten können beliebig als Motor oder Generator betrieben werden. Dadurch ist es möglich die Antriebseinheiten gegeneinander zu verspannen und damit die schnelllaufenden Getriebestufen, Generatoren sowie die elektrischen Komponenten unter Last zu testen. Die Energieversorgung des Prüfstandes wird mit einem Netz-Gleichrichter sichergestellt. Der Netz-Gleichrichter speist einen DC Zwischenkreis mit dem alle Wechselrichter verbunden sind. Die Generatoren und Wechselrichter werden mit einem Kühlaggregat wassergekühlt. Ein weiteres Kühlaggregat kühlt den Ölkreislauf des Getriebeöls.

Aus Kostengründen baut die Bodentestanlage auf dem bestehenden Maschinenträger von GDC auf. Die Abmessungen dieses Maschinenträgers ermöglichen einen modularen Aufbau mit maximal zwölf Generatoren. Die Dauerleistung einer Antriebseinheit ist mit 145 kW spezifiziert. Damit entspricht die Altanus Bodentestanlage einer Windkraftanlage mit rund 1.74MW mechanischer Leistung am Generator.

Der Bodenprüfstand ist mit einer SPS ausgerüstet, welche die Antriebseinheiten steuert und regelt. Die SPS überwacht und speichert zudem die elektrischen Parameter sowie Sensordaten des Bodenprüfstandes.

Die elektrischen Komponenten wie Netz-Gleichrichter, Wechselrichter und SPS sind in einem Schaltschrank in der Nähe des Getriebes untergebracht. Vom Schaltschrank führt eine Kabeltrasse mit den entsprechenden Leistungs- und Steuerkabeln zu den Generatoren die am Getriebe montiert sind. Der Bodenprüfstand ist bei der Firma Berghoff Mechanical Engineering in Altdorf aufgebaut.

## 6.1 Mechanischer Aufbau

Die Bodentestanlage baut auf dem bestehenden Maschinenträger von GDC auf. Dieser nimmt die Rotorhauptlagerung als grosse ausgebildete Hohlwelle auf. In der Hauptwelle sind die beiden ersten Planetenstufen coaxial gelagert. Die Rückwand des Hauptgetriebes bildet die Abgangsgehäuseplatte, welche zwei weitere Getriebestufen einschliesst. Darauf werden zwölf schnelllaufende Generatoren montiert.



Figur 17 Schnittzeichnung des mechanischen Aufbaus (Oranger Block ist ein Betriebsgeheimnis GDC)

Figur 17 zeigt den mechanischen Aufbau der Bodentestanlage. Der Maschinenträger (1) ist als Gussträger ausgeführt und ist baugleich mit einer früheren 1.4MW Windturbine. Das Getriebe ist für eine Nenndrehzahl von 4400 U/min am Generator ausgelegt. Der Träger nimmt die Rotorhauptlagerung (2) auf und hält die drehende Hauptwelle (3). Ein 2-stufiges Planeten-Koppelgetriebe (4) liegt zentrisch in der Hauptwelle. Die Rückwand (5) des Hauptgetriebes bildet die neue Abgangsgehäuseplatte, welche zwei weitere Getriebestufen (6+7) einschliessen und mit zwölf schnell-laufenden Generatoren (8) endet. Die Getriebestufen (6) und (7) werden neu hinzugefügt und werden vom ursprünglichen Getriebe aus geschmiert. Der Rücklauf des Öles erfolgt in den

integrierten Öltank (9) zurück. Die Ölpumpe wird elektrisch angetrieben und fördert ca. 140l/min. Gekühlt wird das Getriebeöl durch einen Luft-Öl Kühlaggregat.

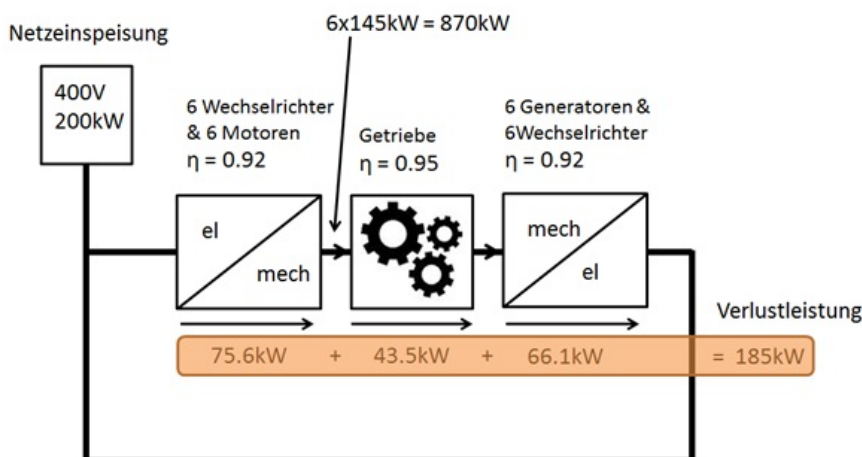
Zur Kühlung der Generatoren und der Wechselrichter wird ein separater Wasserkreislauf verwendet. Dieses wird in einem Luft-Wasser Kühlaggregat mit eigener Umwälzpumpe gekühlt. Der Vermieter, hat vorgegeben, dass die Abwärme der Bodentestanlage aus der Halle abgeführt werden muss. Aus diesem Grund wurde eine mechanische Konstruktion erstellt, mit welcher Frischluft von aussen angesaugt wird, durch die Kühlaggregate geführt und anschliessend durchs Fenster ins Freie geblasen wird.

Sämtliche wassergekühlten Einheiten sind mit einem Durchflussmesser ausgerüstet, um die vorgeschriebene Durchflussmengen zu überwachen. Die Zahnräder sind teils in Wälzlager und neu auch in Gleitlagern geführt. Diese, für die Windkraft, neuartige Kombination soll die Lebensdauer der schnell-laufenden Getriebestufe erhöhen. Um Wärmentwicklung zu überwachen sind im Getriebe insgesamt 24 Temperatursensoren angebracht. Beschleunigungssensoren zur Überwachung von Schwingungen werden mit Magneten am Maschinenträger befestigt.

## 6.2 Elektrischer Aufbau

Der elektrische Aufbau des Bodenprüfstandes umfasst 12 Antriebseinheiten, Netzgleichrichter und SPS. Es werden HSM1 10.18.22 Generatoren und DMC544 Wechselrichter von Brusa Elektronik verwendet. Zur Auslegung des Bodenprüfstandes wurde eine Dauerleistung der Antriebseinheiten von 145kW bei 4400U/min angenommen. Sämtliche Antriebseinheiten sind an einen 400VDC Zwischenkreis angeschlossen. Wird eine Antriebseinheit als Motor betrieben, bezieht sie die Energie über diesen Zwischenkreis. Arbeitet eine Antriebseinheit als Generator, speist sie die Energie in den Zwischenkreis ein. Der Netzgleichrichter kompensiert die Verlustleistung des Bodenprüfstandes und hält damit die Zwischenkreisspannung stabil.

Figur 18 zeigt die Verlustleistungen des Bodenprüfstandes, welche für die Auslegung des Netzgerätes relevant sind. Es wird ein ABB Netz-Gleichrichter mit zusätzlichem Trenntransformator verwendet, welche beide im Schaltschrank untergebracht sind. Das Netzgerät beinhaltet Kondensatoren mit einer Kapazität von rund 20mF. Zusätzlich wird eine Kapazität von 20mF in den Zwischenkreis eingebaut um kurzzeitige Lastspitzen auszugleichen. Der komplette elektrische Aufbau ist in Schaltschränken untergebracht, wie in Figur 24 zu sehen ist.



Figur 18 Elektrischer Aufbau

Die SPS kommuniziert über einen CAN Bus mit den Antriebseinheiten. Die Antriebseinheiten werden primär in Fahrzeugen eingesetzt und verwenden daher das CAN Protokoll. Die SPS hingegen unterstützt das für Industrieanwendungen typische CANopen Protokoll. Deshalb war es notwendig, die Busbefehle in der SPS manuell anzupassen. Jede Antriebseinheit verfügt über mehr als 100 Befehle und Statusmeldungen und Messwerte, welche einzeln ausgewertet und getestet worden sind. Zudem wurde eine Logik implementiert, welche einen Kommunikationsausfall innert Sekundenbruchteilen erkennt und die Anlage in einen sicheren Zustand bringt.

Die Brusa Antriebseinheiten verfügen über eine Vielzahl an Sensoren und Messdaten. Diese werden von der SPS periodisch abgefragt und gespeichert. Diese Daten dienen zur Auswertung der Testläufe. Bei Fehlern oder Überschreiten von Grenzwerten schalten sich die Antriebseinheiten selbständig ab.

## 6.3 Aufbau Bodenprüfstand

Als Ausgangslage wurde ein bestehender Maschinenträger der Firma GDC übernommen. Figur 19 zeigt den rund 19 Tonnen schweren Maschinenträger, welcher bereits die ersten beiden Getriebestufen sowie das Rotorenhauptlager beinhaltet. Auf die vorstehende Antriebswelle werden die weiteren Getriebestufen montiert. Figur 20 zeigt den Maschinenträger mit dem Flansch zur Befestigung des Rotors.

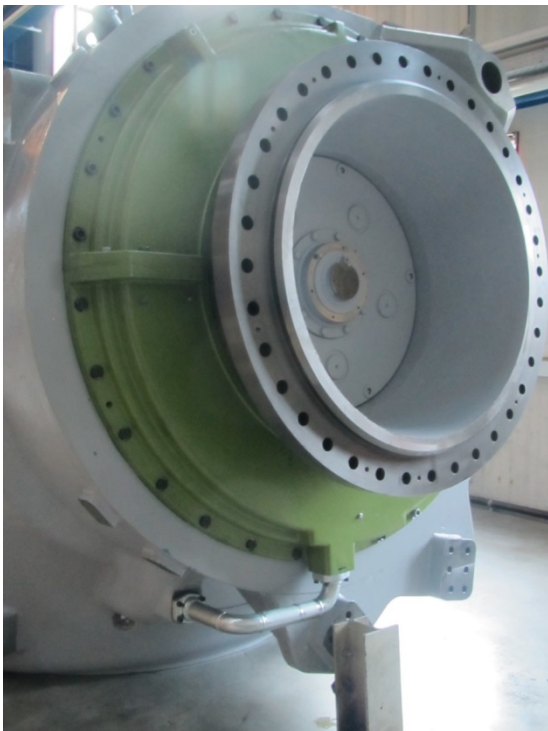
In Figur 21 ist zu sehen, wie das Verteilrad montiert wird. Das Verteilrad hat einen Durchmesser von rund 1 Meter und teilt die Kräfte auf die schnelldrehenden Booster-Getriebestufen auf.

Nach der Montage der Antriebseinheiten wird der Deckel des Getriebes montiert. Wie in Figur 22 zu sehen ist werden eine Vielzahl an Temperatursensoren durch diesen Deckel geführt. Die Durchführung muss anschliessend abgedichtet werden, damit kein Getriebeöl austritt.



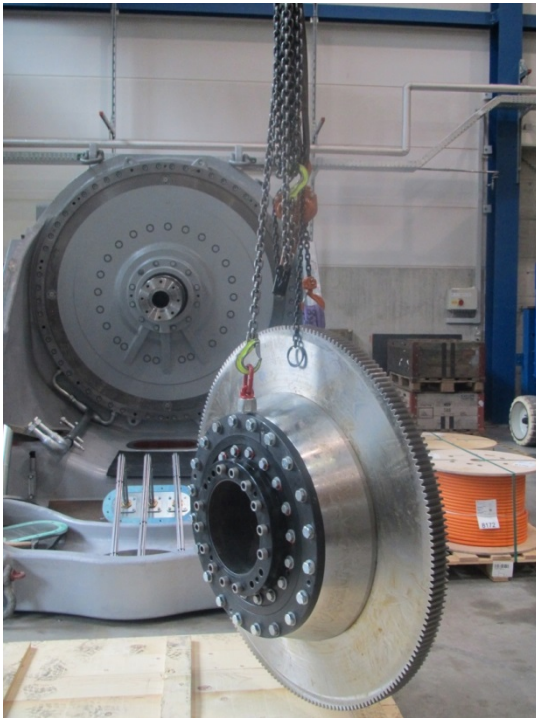


Figur 19: Ausgangslage bestehender Maschinenträger

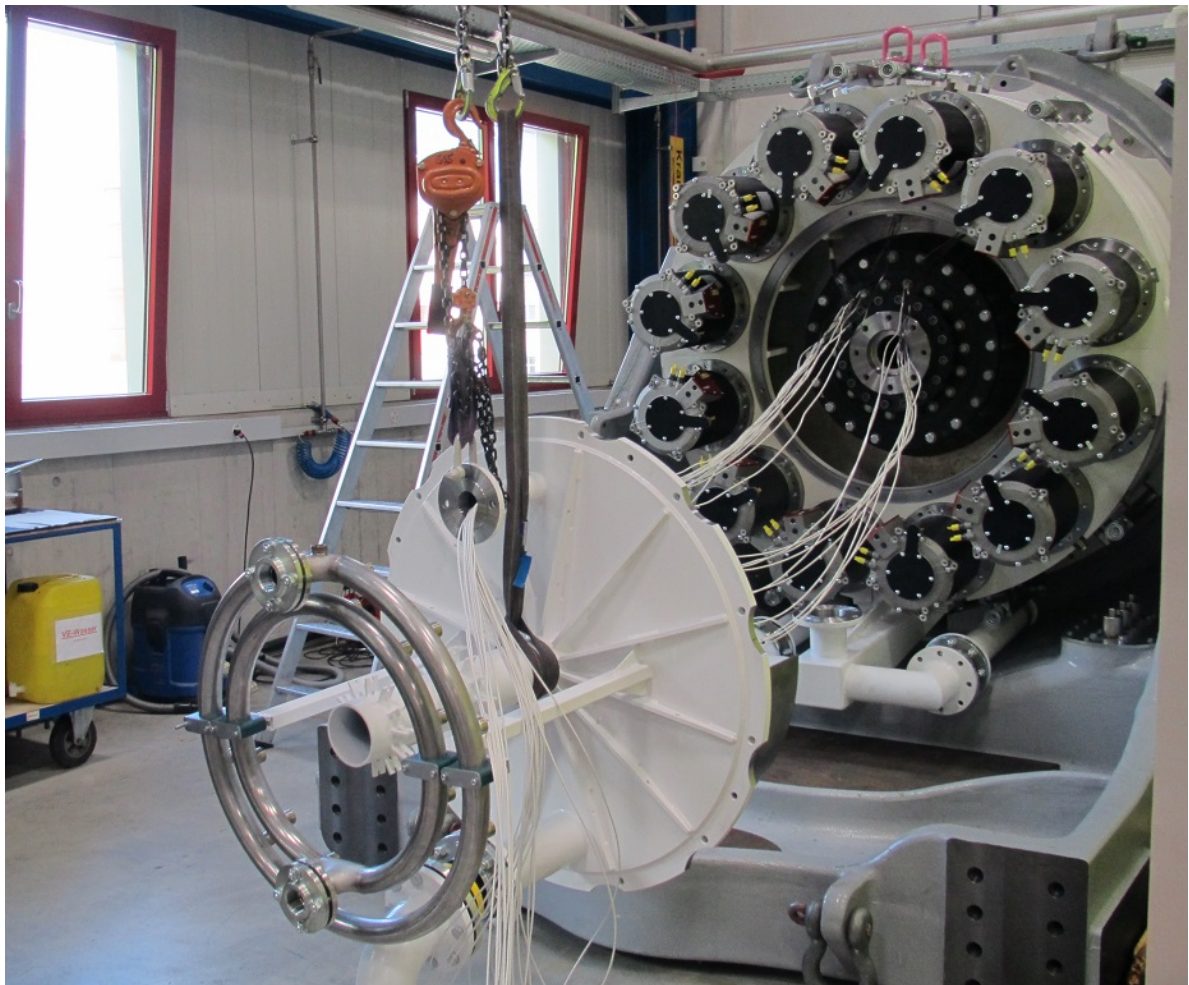


Figur 20: Rotorseitige Ansicht des Maschinenträgers





Figur 21: Montage des Verteilrades

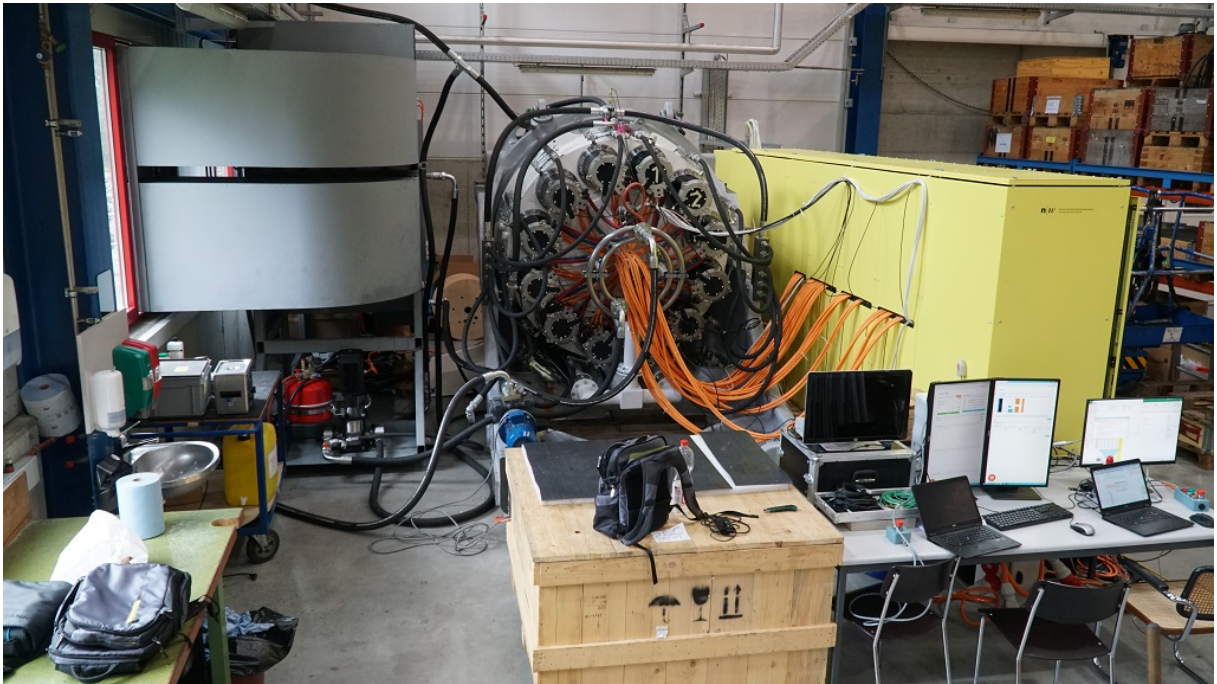


Figur 22: Deckel des Getriebes wird montiert

Der komplette Aufbau des Bodenprüfstandes ist in Figur 23 zu sehen. Es wurde grossen Wert darauf gelegt, die Kabelführung der Leistungs- und Sensorkabel möglichst direkt auszuführen. Deshalb wurde der Schaltschrank direkt neben dem Maschinenträger platziert und die Kabel durch Schlitze in der Schrankwand geführt. Die Zwischenkreis Stromschienen sind berührungssicher direkt unter den Schaltschrankdeckeln geführt.

Die Wasserkühlung der Generatoren wurde über eine direkte Verbindung zu einem ringförmiges Rohr im Zentrum des Maschinenträger realisiert. So wird sichergestellt, dass sämtliche Generatoren mit derselben Vorlauftemperatur betrieben werden. Die Wasserkühlung der Umrichter ist im Sockel des Schaltschranks realisiert.





Figur 23 Aufbau des Bodenprüfstandes (Kühleinheit links, Maschinenträger Mitte, Schaltschrank rechts)



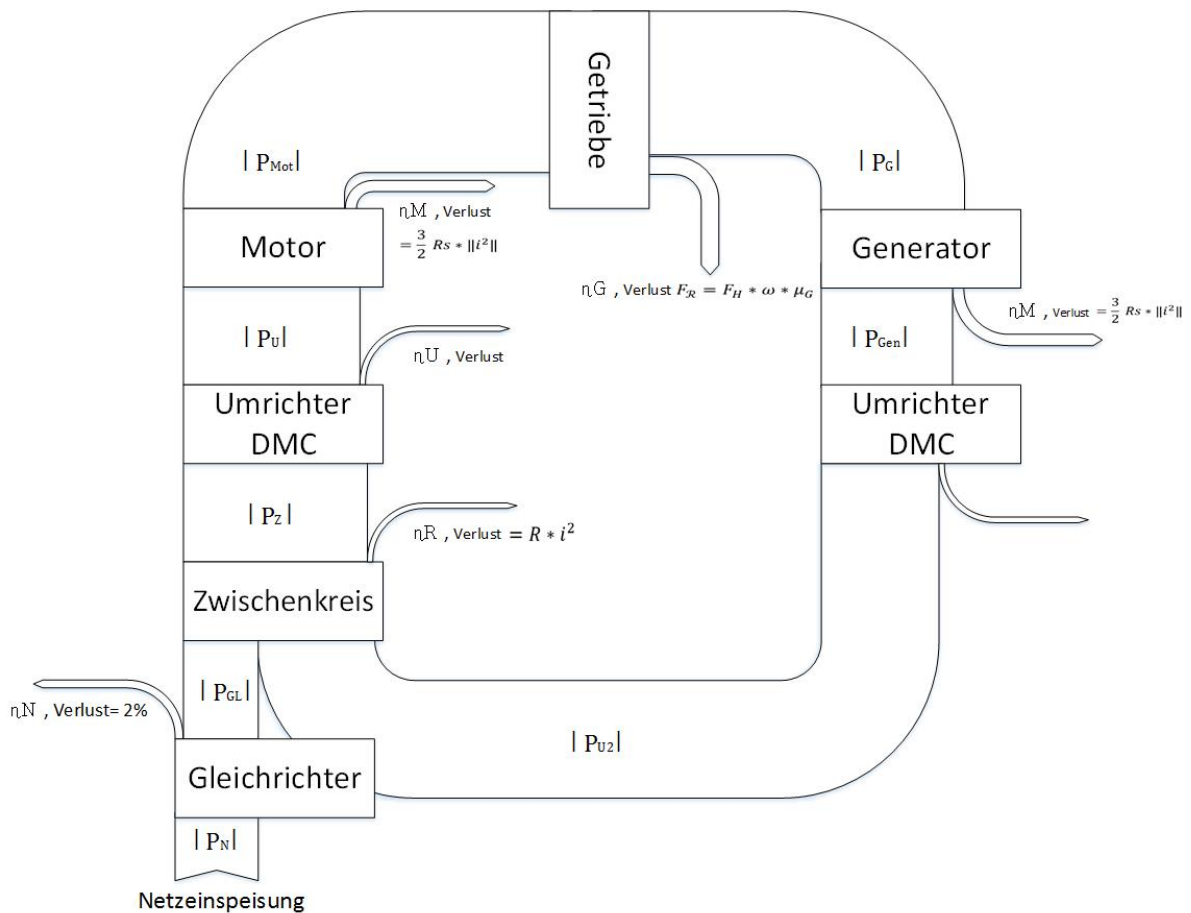
Figur 24 Ansicht der Schaltschränke

## 6.4 Messungen am Bodenprüfstand

Um Getriebe, Antriebseinheiten und Regelung zu testen wurden verschiedene Tests am Bodenprüfstand durchgeführt:

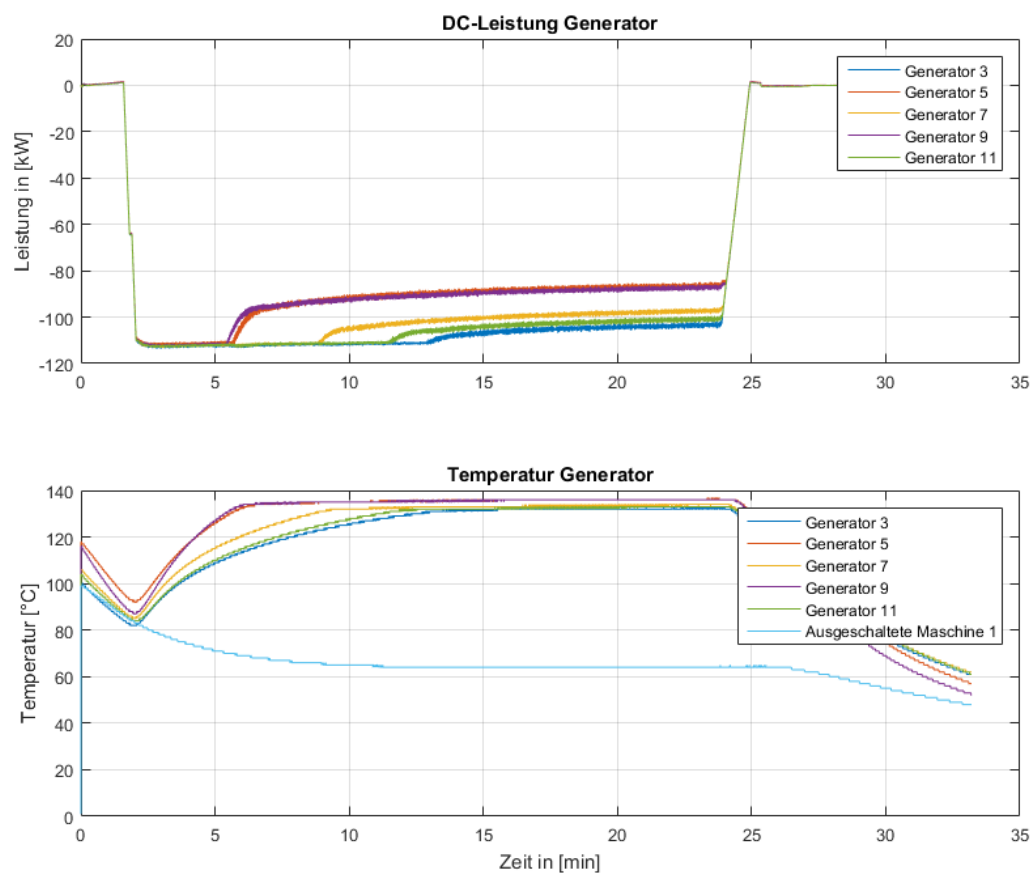
### 6.4.1 Wirkungsgradmessung

Ein Schwerpunkt dieses Projektes ist die Untersuchung des Wirkungsgrades modular aufgebauter Windkraftanlagen. Um das theoretische Simulationsmodell zu validieren, wurden Wirkungsgradmessungen am Bodenprüfstand durchgeführt. Figur 25 zeigt die Verluste, welche bei einem Lasttest entstehen. Gemessen wird die elektrische Gesamtverlustleistung am Netzgleichrichter. Diese entspricht der Energie welche in den Zwischenkreis eingespeist wird. Zudem verfügen sämtliche Brusa Wechselrichter über eine Messeinrichtung, um den Strom und die Spannung, welche vom Zwischenkreis eingespeist / bezogen wird anzuzeigen. Damit lässt sich die elektrische Leistung der einzelnen Module bestimmen. Zudem kann die mechanische Leistung der Antriebseinheiten ausgelesen werden. Diese wird anhand einer Motorentabelle und Betriebsparametern bestimmt.



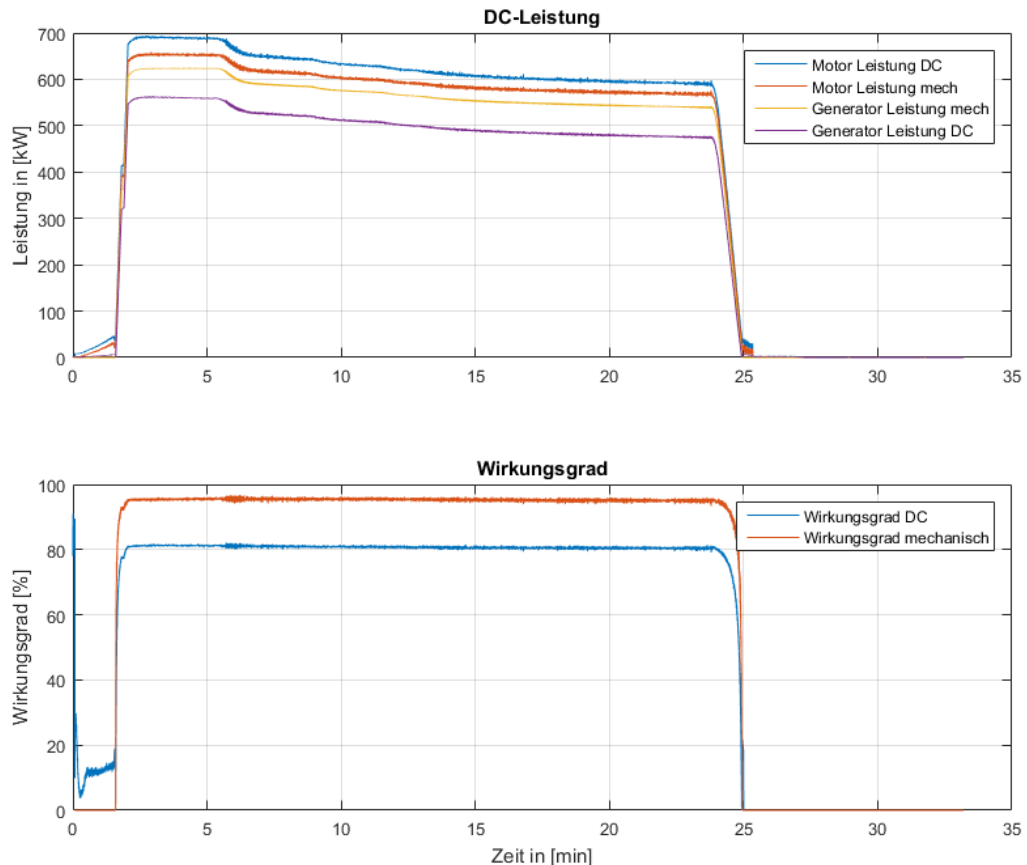
Figur 25: Übersicht der Verluste der Bodentestanlage

Um den Wirkungsgrad des Bodenprüfstandes bei Maximalbelastung zu bestimmen wurden 6 Antriebseinheiten als Motoeren betrieben und mit 5 Generatoren belastet. Die Generatoren wurden mit Nennmoment von 270NM bei 4400rpm betrieben. Dies entspricht dem grösstmöglichen Dauerdrehmoment der Brusa Antriebseinheit HSM1-10.18.22. Wie auf Figur 26 zu sehen ist, setzt nach einigen Minuten das Derating der Generatoren ein, bei welchem die Leistung gedrosselt wird, um zu hohe Temperaturen zu vermeiden. Die maximal zulässige Temperatur der Brusa Antriebseinheiten wurde auf 140°C begrenzt. Da bei diesem Versuch mit 6 Motoren angetrieben wurde, konnte eine temperaturbedingte Leistungskorrektur der Motoren verhindert werden. Allerdings wurde deren Antriebsmoment beim Einsetzen des Generator-Deratings angepasst, um die Drehzahl konstant zu halten. Bei sämtlichen Messungen trat dieses Derating zuerst bei Generator Nr.5 und Nr.9 ein. Mit Durchflusssensoren konnte nachgewiesen werden, dass der Kühlwasserdurchfluss bei allen Generatoren identisch ist.



Figur 26: Lastmessung zur Bestimmung des Wirkungsgrades

Figur 27: Dauerleistung und Wirkungsgrad



Figur 28: Zeitlicher Verlauf der Leistung und des Wirkungsgrads

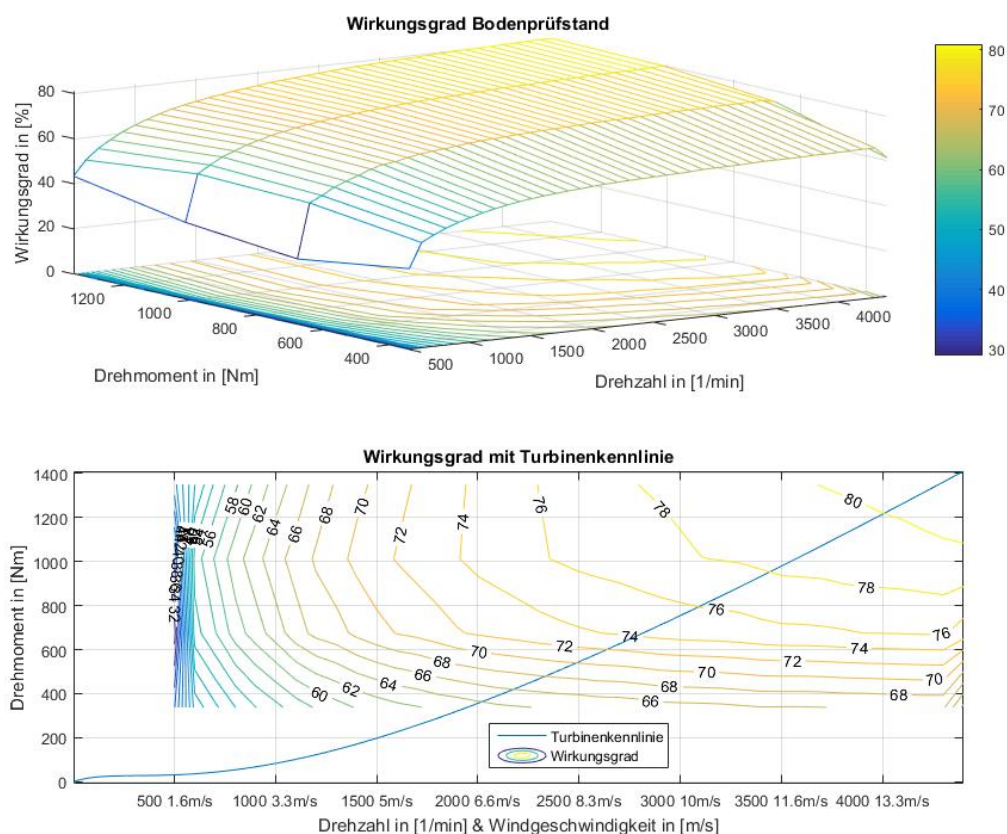
Die Auswertung der Leistungsdaten des Testlaufs ist in Figur 28 dargestellt. Mit 5 Generatoren und 6 Motoren wurde eine mechanische Maximalleistung an der Welle von 1.3MW gemessen. Diese Leistung verringerte sich nach rund 7 Minuten mit dem Einsetzen des Deratings. Der Grund für das frühe Erreichen der Maximaltemperatur ist in Figur 26 ersichtlich. Da die Antriebseinheit 1 für diesen Versuch nicht verwendet wurde, entspricht deren Temperaturmessung in einer guten Näherung der Temperatur des Kühlwassers. Diese erreicht bereits nach wenigen Minuten eine Temperatur von ca. 60°C und liegt damit weit höher als die von Brusa spezifizierten 25°C. Die Kühlleistung der Wärmetauscher war aufgrund der hohen Raumtemperaturen von über 30°C nicht ideal. Der in Figur 28 dargestellte Wirkungsgradverlauf zeigt, dass das Getriebe bestehend aus 2 Getriebestufen und dem mitteldrehenden Rotorenhauptlager einen Wirkungsgrad von 96% erreicht. Damit wurde ein Wirkungsgrad von 98.66% pro Getriebestufe erreicht. Somit werden die Wirkungsgrade des Simulationsmodelles leicht übertroffen.

Der elektrische Wirkungsgrad unter Volllast von 80% welcher sämtliche Verluste von Figur 25 abdeckt übertrifft die Erwartungen leicht. Der Gesamtwirkungsgrad des Simulationsmodells in Figur 1 erreicht einen Gesamtwirkungsgrad bei Volllast von rund 83.5%. Berechnet man die den Gesamtwirkungsgrad

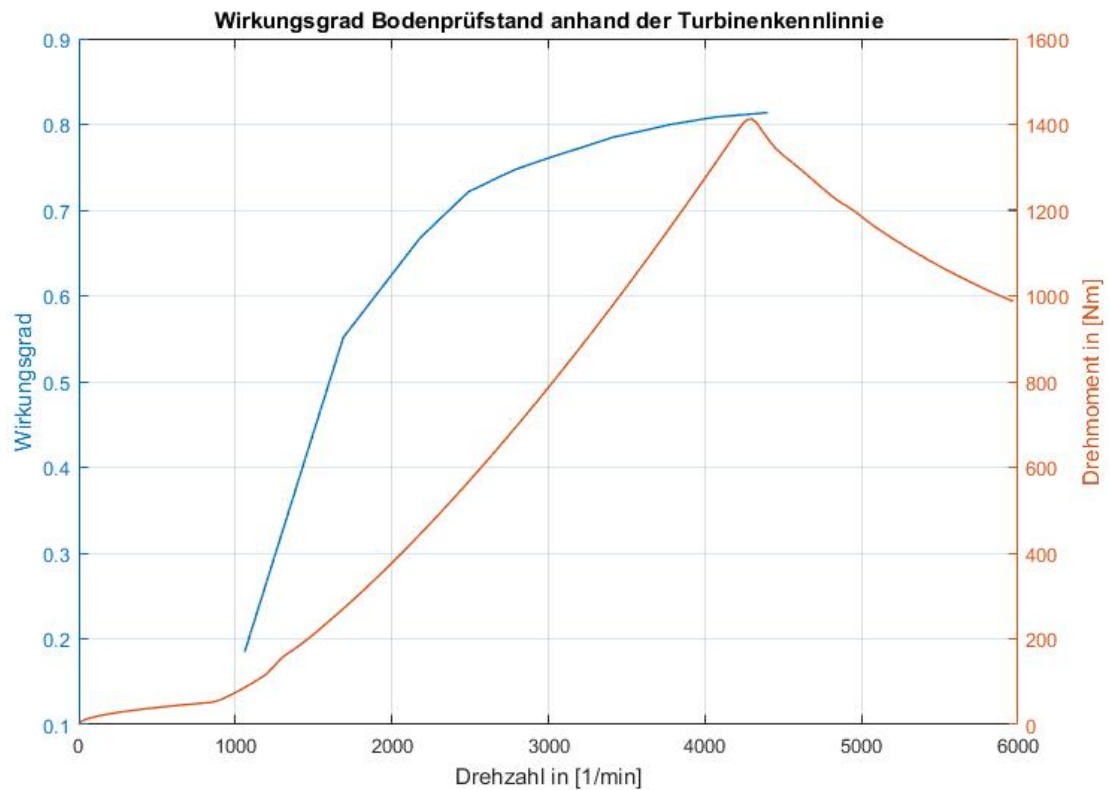


mit den Ergebnissen der Messungen am Bodenprüfstand erreicht man einen Wirkungsgrad von 86%. Damit erreicht die Altanusturbine denselben Wirkungsgrad wie eine doppelt gespeiste Windkraftanlage mit einem Käfigläufer Asynchrongenerator. Dieses Resultat kommt primär durch den Wirkungsgrad des Getriebes zustande, welcher höher als erwartet ausfiel.

Figur 29 zeigt den Wirkungsgrad des Bodenprüfstandes in Funktion der Drehzahl und des Drehmomentes. Zudem ist in der unteren Grafik die entsprechende Windgeschwindigkeit angegeben. Im Teillastbereich gibt es eine Vielzahl an möglichen Betriebspunkten mit entsprechend unterschiedlichem Wirkungsgrad. Deshalb wurde in Figur 30 der Wirkungsgrad in den, mit der Simulation bestimmten, optimalen Betriebspunkten gemessen. Es ist ersichtlich, dass bei sehr niedrigen Windgeschwindigkeiten der Wirkungsgrad tief ist. Der im Simulationsmodell berechnete Wirkungsgrad im Teillastbereich wird erst bei einer Windgeschwindigkeit von rund 4.5m/s erreicht. Dieser Unterschied ist damit zu erklären, dass das Reibmoment des Bodenprüfstandes nicht linear zur Drehzahl ansteigt. Daher fallen die Reibverluste bei niedrigen Windgeschwindigkeiten stärker ins Gewicht. Zudem werden die nicht benutzten Antriebseinheiten des Bodenprüfstandes elektrisch entkoppelt. Daher muss ein elektrisches Feld erzeugt werden um die Rotoren der mitdrehen zu lassen. Im Simulationsmodell wurde von einer mechanischen Entkopplung ausgegangen, welche jedoch aufwendiger zu realisieren ist. Der Wirkungsgrad im unteren Teillastbereich ist jedoch in Bezug auf den Ernteertrag, gemäss Figur 5, von geringer Bedeutung.



Figur 29: Wirkungsgrad Bodenprüfstand in Funktion von Drehzahl und Drehmoment

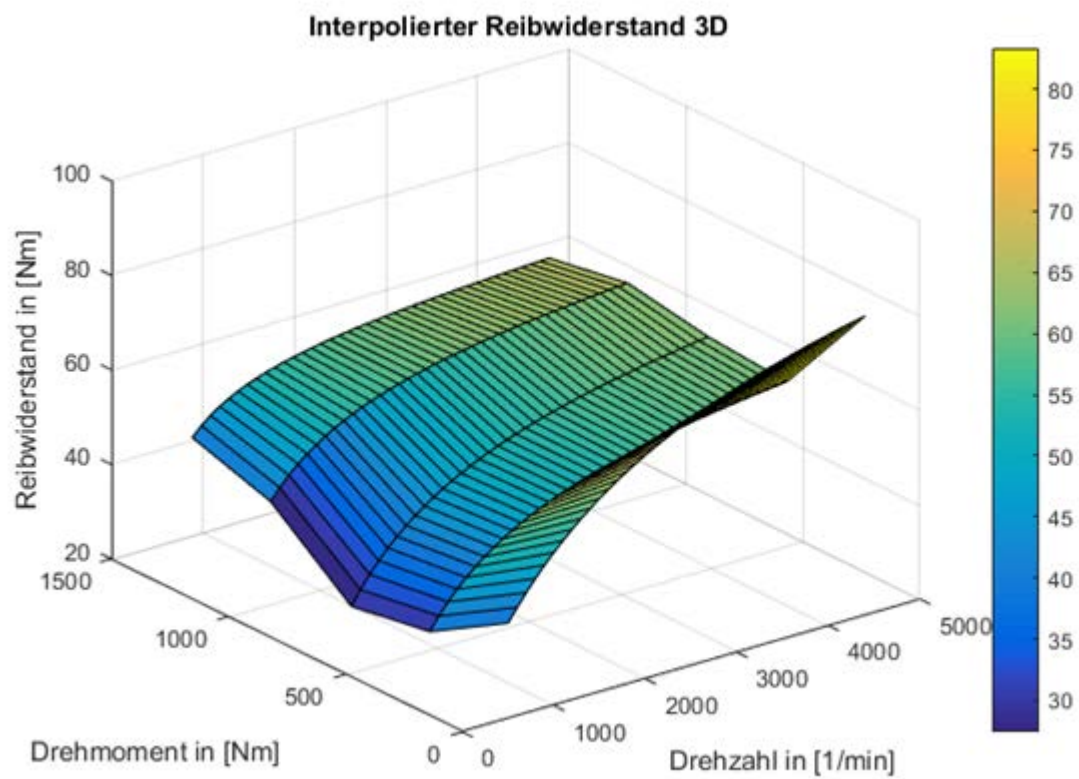


Figur 30: Wirkungsgrad Bodenprüfstand mit bei optimalen Betriebspunkten

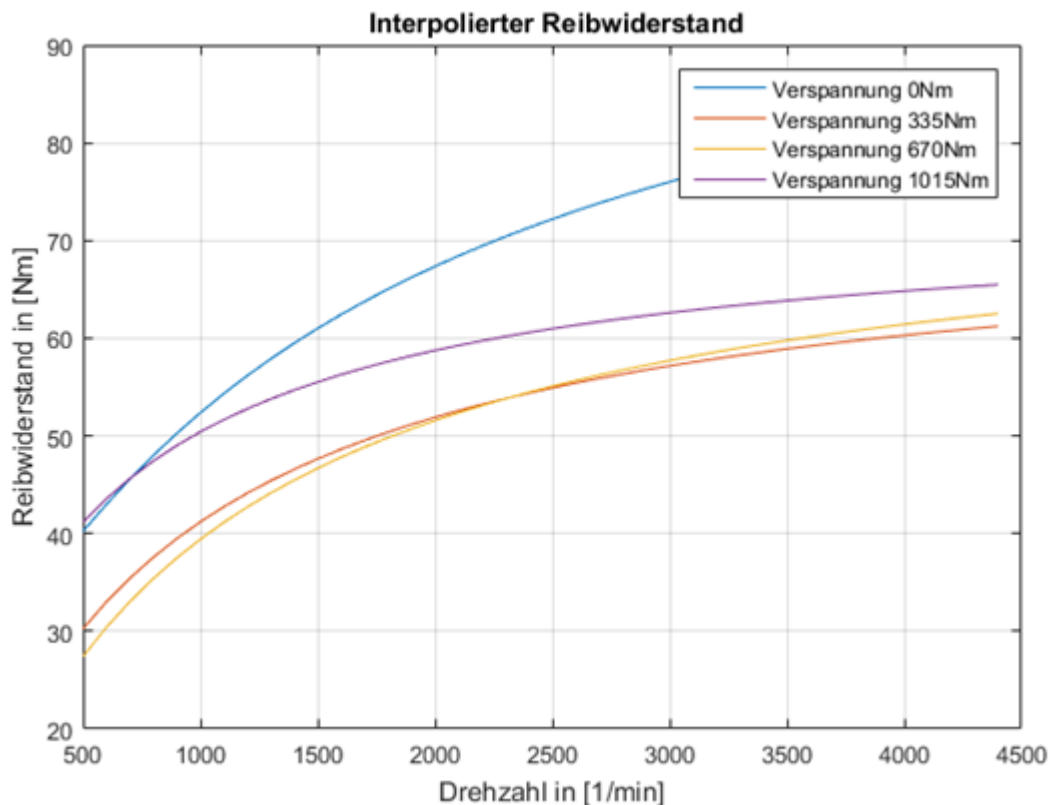
## 6.4.2 Reibwiderstandsmessung

Um die Mechanik zu charakterisieren, wurde eine Messung durchgeführt, welche den Reibwiderstand als Funktion von Lastmoment und Drehzahl bestimmt. Die Drehzahl wurde stufenweise mit 100 1/min bis zur Nenndrehzahl von 4400 1/min hochgefahren. Diese Rampe wurde mit unterschiedlichen Lastmomenten abgefahren. Die Resultate sind im 3-D Plot der Figur 31 dargestellt. Erwartungsgemäss steigt das Reibmoment mit zunehmender Drehzahl an. Erstaunlich ist, dass das Reibmoment nur eine sehr kleine Abhängigkeit vom Lastmoment aufweist. Figur 32 zeigt den Reibwiderstand als Funktion der Drehzahl und verdeutlicht, dass die Reibwiderstände bei unterschiedlicher Belastung sehr ähnlich sind.





Figur 31: Interpolierter Reibwiderstand



Figur 32: Reibwiderstandsverlauf in Funktion der Drehzahl

### 6.4.3 Trägheitsmoment des Bodenprüfstandes

Zur Bestimmung des Trägheitsmomentes des Bodenprüfstandes wird eine Antriebseinheit mit einem konstanten Drehmoment bis zu der Grenzdrehzahl von 4400 1/min beschleunigt. Figur 33 zeigt den zeitlichen Verlauf von Drehzahl und Drehmoment. Der Versuch wurde mit Beschleunigungsmomenten von 100Nm und 150Nm durchgeführt. In der Grafik ist ersichtlich, dass das gemessene Drehmoment abnimmt, sobald die Nenndrehzahl erreicht wird. Der Motor muss demnach ein Moment von rund 90Nm aufbringen um die Drehzahl konstant zu halten. Dieses Moment setzt sich aus Getriebeverlusten und den Bremsmomenten der 11 passiv mitdrehenden Generatoren zusammen. Zur Berechnung des Trägheitsmomentes wird das nicht lineare Reibmoment der Testläufe vom Beschleunigungsmoment abgezogen. Daraus ergibt sich ein gemitteltes Trägheitsmoment von  $0.1952 \text{ kgm}^2$  bei der Messung mit 100Nm und  $0.2209 \text{ kgm}^2$  bei 150Nm. Mit diesem Trägheitsmoment und der nicht linearen Reibmoment konnte ein optimierter Drehzahlregler für den Bodenprüfstand implementiert werden [15]. Abbildung 1 zeigt den Aufbau dieses Reglers mit LuGre Reibmodell. Die Kennlinie aus Figur 32 wurde als Vorsteuerung benutzt um ein möglichst überschwingungsfreies Anfahren der Anlage zu ermöglichen.

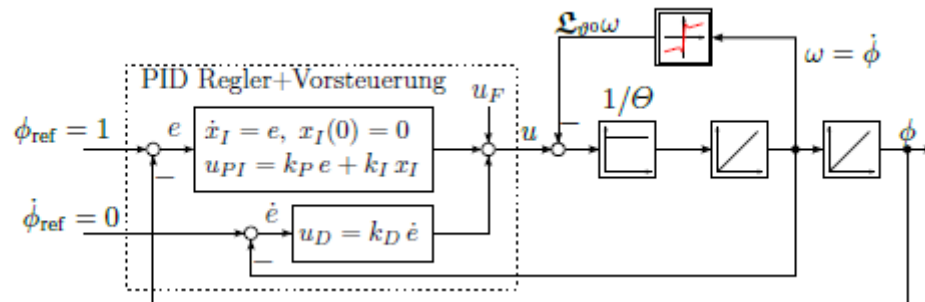
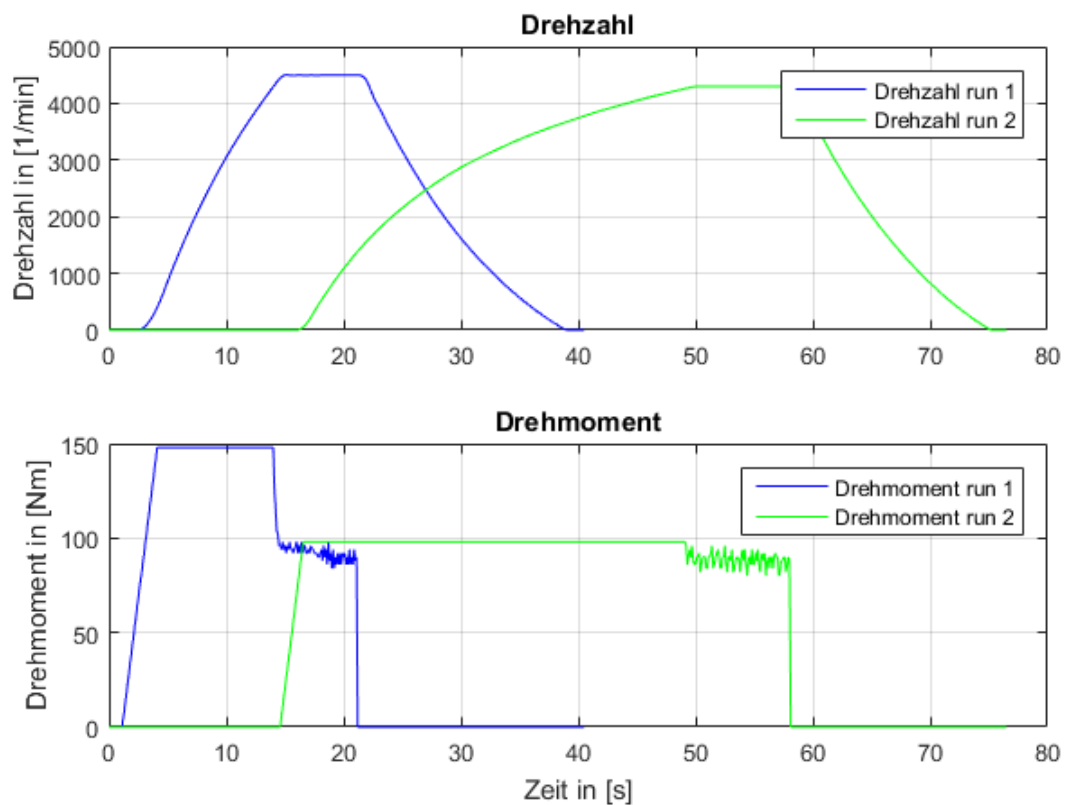


Abbildung 1: Drehzahlregler mit LuGre Reibmodell



Figur 33: Drehzahl und Drehmomentverlauf zur Bestimmung des Trägheitsmoments

## 6.4.4 Messung von Schall und Vibrationen

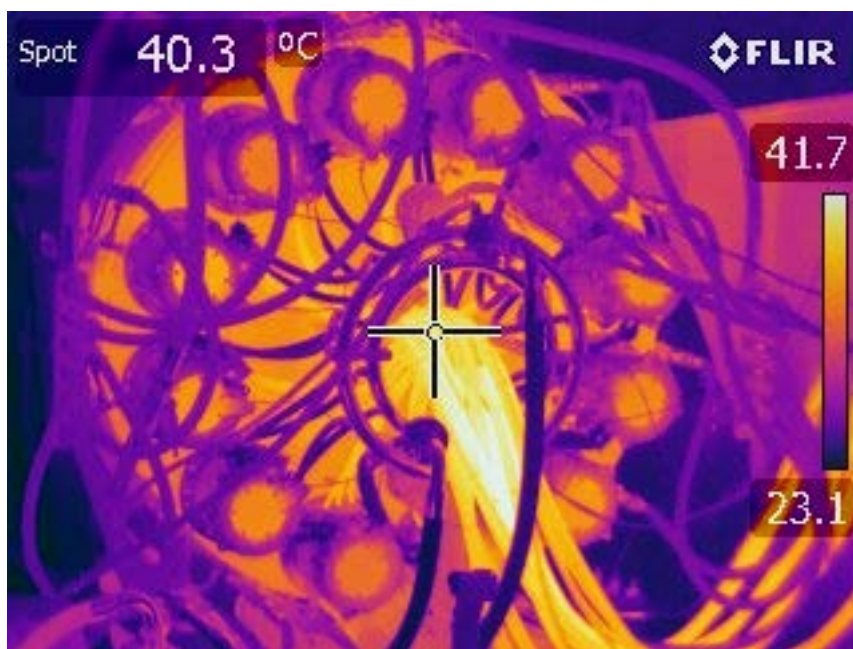
Um die Vibrationen am Bodenprüfstand zu messen wurden Beschleunigungssensoren von National Instruments an der Montageplatte der Antriebseinheiten montiert. Im Leerlauf waren leichte Schwingungsspitzen mit Oberwellen erkennbar. Unter Last waren keine Frequenzpeaks mehr erkennbar. Diese Messung zeigt, dass unter Last praktisch keine Umwucht mehr messbar ist.

Die Schallmessungen hat ein Pegel von rund 100dB bei Vollast bei einer Drehzahl von 6000 1/min und einem Abstand von 5 cm ergeben. Am Arbeitsplatz der Steuerung wurden noch 85dB gemessen.

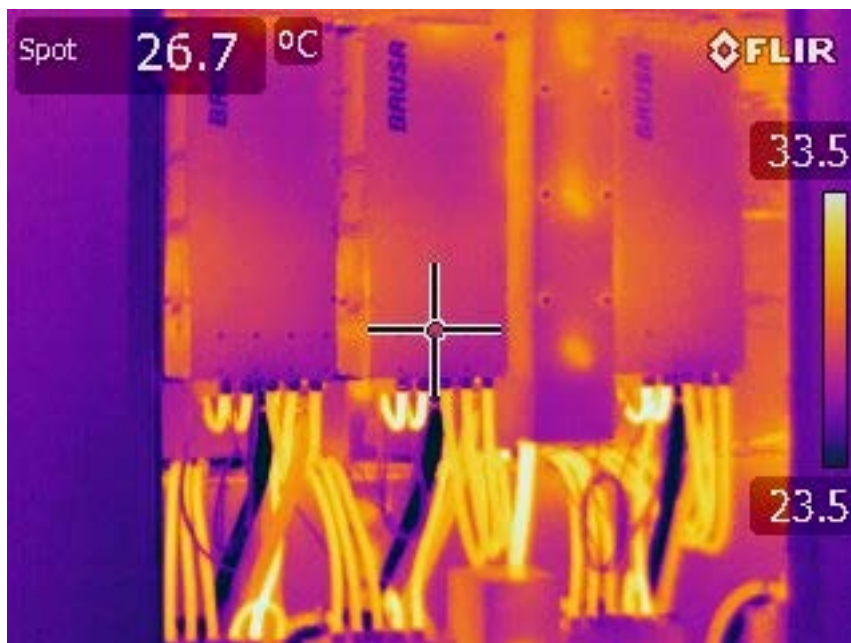
### 6.4.5 Messungen mit der Wärmebildkamera

Die Lasttests wurden mit einer Wärmebildkamera überwacht. Damit sind lokale Überhitzungsprobleme leicht zu detektieren. Figur 34 zeigt eine Wärmebildaufnahme des Maschinenträgers. Gut zu sehen sind die weissgelblichen Leistungskabel. Diese erwärmen sich im Dauerbetrieb auf bis zu 80°C. Deshalb wurde darauf geachtet, die Kabel mit etwas Abstand zueinander zu verlegen, um lokale Wärme-hotspots so gut als möglich zu vermeiden.

Figur 35 zeigt eine Wärmebildaufnahme der Umrichter im Schaltschrank. Gut ersichtlich sind die Kühlwasseranschlüsse sowie die Leistungskabel, welche sich stark erwärmen. Zwischen den Umrichtern ist der Sicherungsblock sichtbar, dessen 3 Sicherungen sind als gelbe Punkte erkennbar.



Figur 34: Wärmebildaufnahme des Maschinenträgers



Figur 35: Wärmebildaufnahme der Umrichter

## 7 Diskussion

In der Vorstudie wurde der theoretische Nachweis gebracht, dass eine modular aufgebaute Windkraftanlage im Teillastbereich einen verbesserten Wirkungsgrad aufweist. Durch die Vielzahl an kleineren Generatoren verspricht man sich, diese bei Schwachwindverhältnissen im optimalen Bereich betreiben zu können und so einen wirtschaftlichen Vorteil zu erzielen.

Um dies zu beurteilen wurde von allen Teilsystemen des Antriebsstranges ein Wirkungsgradmodell erstellt. Anhand dieses Simulationsmodells wurde gezeigt, dass eine Altanusturbine bis zu einer Windgeschwindigkeit von 6.25 m/s mit einem höheren Wirkungsgrad, als die meist verwendeten doppelt gespeisten Asynchronanlagen, arbeitet.

Bei höheren Windgeschwindigkeiten weist die doppelt gespeiste Asynchronanlage einen höheren Wirkungsgrad auf. Da bei diesen Anlagen nur ein Teil der Energie über den Umrichter ins Netz eingespeist wird, sind die Umrichter Verluste entsprechend kleiner. Zudem lassen sich grosse Generatoren besser auf einen hohen Wirkungsgrad optimieren und es ist mit weniger Getriebeverlusten zu rechnen.

Um abzuschätzen, ob der modulare Aufbau wirtschaftliche Vorteile bringt, wurden Winddaten des Standorts Lindenberg mit dem Simulationsmodell analysiert. Am Standort Lindenberg ist ein Windpark in Planung, welcher für GDC aufgrund der Nähe zum Firmenstandort, besonders interessant ist.

Die Analyse der Winddaten zeigt, dass Windgeschwindigkeiten von 0 bis 6.25m/s am Standort Lindenberg einem Lastbereich von 60% entsprechen. Damit arbeitet die Altanusturbine während 60% der Zeit mit einem höheren Wirkungsgrad als die Referenzanlage. Jedoch wird während dieser Zeit nur rund 20% der Energie geerntet, da die Windgeschwindigkeit mit der dritten Potenz in die Energieberechnung eingeht. Damit sind die zu erwartenden Ernteerträge beider Anlagen in etwa gleich gross. Allerdings geht diese Berechnung von einer permanenten Verfügbarkeit beider Anlagen aus, was gemäss Literaturrecherche nicht der Fall ist. Untersuchungen von Ausfällen von Windkraftanlagen zeigen, dass mit einer durchschnittlichen Generator Ausfall-Rate von 0.12-0.14 Fehlern pro Jahr zu rechnen ist [4]. Ähnliche Zahlen liegen für Getriebe, Rotor und Umrichter vor. Über die gesamte Be-



triebsdauer von rund 20 Jahren, müssen deshalb öfters Reparaturarbeiten vorgenommen werden. Dank dem modularen Aufbaukonzept, kann die Altanusturbine mit einer deutlich höheren Verfügbarkeit und geringere Wartungskosten betrieben werden. So ist es möglich, dass die Anlage trotz dem Ausfall einzelner Komponenten weiter betrieben werden kann.

Ein wesentlicher Kostenfaktor der Wartung und Reparatur von Windkraftanlagen sind Krankkosten. Diese können sich aufgrund von Arbeitshöhe, Last und schwer zugänglichem Gelände pro Einsatz auf bis zu 200'000CHF belaufen [16]. Auch hier verspricht der modulare Aufbau grosse Vorteile, da Generatoren und Umrichter ohne Kran von einer einzelnen Person innert Tagesfrist ausgetauscht werden können.

Um das Konzept des modularen Aufbaus praxisnah zu validieren, wurde ein Bodenprüfstand der Anlage aufgebaut. Dieser wurde auf dem bestehenden Maschinenträger von GDC aufgebaut und beinhaltet alle Komponenten, welche auch in der Gondel einer Windkraftanlage zu finden sind. Bei einer Windkraftanlage mit einer Nennleistung von rund 2MW und einem Wirkungsgrad von rund 90% beträgt die Abwärme rund 200kW. Es hat sich gezeigt, dass die Kühlung der Teilsysteme bei einem Vielgeneratorsystem entsprechend aufwendig ist. Die Getriebestufen müssen mit einem Ölkreislauf gekühlt werden. Zudem werden sämtliche Generatoren und Umrichter wassergekühlt. Die Abwärme muss über Kühlgeräte an die Umgebung abgegeben werden. Während den warmen Sommermonaten, an welchen die Bodentestanlage in Betrieb war, konnte das Kühlwasser nicht auf der gewünschten Betriebstemperatur gehalten werden, weshalb die Nennleistung der Generatoren nicht erreicht wurde. Deshalb wäre es sinnvoll, auf leistungsstärkere Generatoren umzusteigen. Die Firma Brusa Elektronik AG arbeitet an leistungsstärkeren Generatoren mit Einsteckwicklungstechnologie. Von dieser Technologie verspricht man sich eine signifikante Erhöhung der Nennleistung.

Die Steuerung und Regelung der Anlage gestaltet sich aufgrund der Vielzahl an Komponenten aufwendig. Um die Anlage stets sicher betreiben zu können, müssen die Komponenten laufend überwacht werden und bei einem Fehlerfall abgeschaltet werden. Wenn immer möglich soll die Anlage dabei weiterbetrieben werden können. Anhand des erstellten regelungstechnischen Simulationsmodells der Anlage, konnte eine Vielzahl an Fehlerfällen und deren Auswirkungen aufs Gesamtsystem untersucht werden und geeignete Steueralgorithmen implementiert werden. Das Simulationsmodell ist dank der Validation durch Messungen am Bodenprüfstand, sehr detailliert und bildet das Verhalten der realen Windkraftanlage gut ab.

## 8 Schlussfolgerungen

In diesem Bericht wurden die Resultate der BFE Projektes "Innovatives Antriebskonzept für Windkraftanlagen" zusammengefasst. In einem ersten Schritt wurde anhand eines Simulationsmodells gezeigt, dass eine modular aufgebaute Windkraftanlage im Teillastbereich einen höheren Wirkungsgrad aufweist als konventionelle Windkraftanlagen. Die Simulation hat ergeben, dass die Altanusturbine bis zu einer Windgeschwindigkeit von 6.25 m/s einen höheren Wirkungsgrad erreicht als die heutzutage meist verwendeten Windkraftanlagen mit einer doppelt gespeisten Asynchronmaschine. Bei höheren Windgeschwindigkeiten erreichen konventionelle Anlagen einen höheren Wirkungsgrad, da sie eine Getriebestufe weniger benötigen und entsprechend kleinere Getriebeverluste aufweisen. Zudem lassen sich grosse Generatoren mit einem besseren Wirkungsgrad bauen, da sich Mechanik und Kühlung effektiver optimieren lassen. Aus diesem Grund erreichen konventionelle Windkraftanlagen im Vollastbereich einen höheren Wirkungsgrad. Anhand von Windhistogrammen wurde gezeigt, dass Windkraftanlagen in der Schweiz relativ häufig im unteren Teillastbereich betrieben werden, dies aber kaum Einfluss auf die Energieproduktion hat. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Windgeschwindigkeit in der dritten Potenz in die Berechnung der umgewandelten Energie eingeht. Daher wird während einer kurzen Zeit im Vollastbetrieb mehr



Energie gewonnen, als über eine sehr lange Zeit im niedrigen Teillastbereich.

Dass der Wirkungsgrad einer konventionellen Maschine im Nennbereich nicht zu übertreffen ist, entspricht den Erwartungen. Anhand der Simulation konnte nachgewiesen werden, dass selbst mit den konservativen Annahmen von 1.5% Getriebeverluste pro Getriebestufe und den Wirkungsgrad-Daten des kleineren Hybridsynchronmotores nur eine marginal tiefere Jahresenergieproduktion am Standort Lindenberg erreicht wird.

Um das dynamische Verhalten der Altanus-Turbine zu simulieren, wurde mit MATLAB Simulink ein regelungstechnisches Modell der Turbine nachgebildet. Im Modell wurden Altanus-spezifische Komponenten wie die Hybridsynchronmaschinen von Brusa Elektronik und das mehrstufige Getriebe integriert. Das Modell ermöglichte es, die Betriebsführung, Steuerung und Regelung für die Turbine zu entwickeln und zu testen.

Die Teilsysteme wurden anhand von Messungen am Booster-Prüfstand der Firma GDC validiert. Das Regelverhalten der Gesamtturbine wurde anhand von realistischen Windverläufen untersucht. Es wurde gezeigt, dass selbst bei starkem, böigem Wind die Turbine immer innerhalb der Spezifikation betrieben werden kann.

Dieses Simulationsmodell wurde anschliessen für den Aufbau des Bodenprüfstandes angepasst. Dazu wurde der Rotor durch Antriebseinheiten ersetzt. Die verwendete SPS erlaubt es die Regelung in Matlab einzubinden. Die Regler Parameter wurden anhand von Test Messungen am Bodenprüfstand bestimmt und im Modell angepasst.

Das Simulationsmodell ist beliebig skalierbar, und kann zur Auslegung modular aufgebaute Windkraftanlagen genutzt werden.

Mit dem Aufbau der Bodentestanlage konnten wichtige Erkenntnisse für den Bau Windkraftanlagen gewonnen werden.

- Mit dem erfolgreichen Aufbau der Bodentestanlage konnte gezeigt werden, dass eine modular aufgebaute Windkraftanlage realisierbar ist. Die einzelnen Generatoren werden im Drehmomentmodus geregelt um die Last gleichmässig zu verteilen. Eine robuste Regelung dieses Systems konnte damit erreicht werden. Allerdings gilt es zu beachten, dass durch die Vielzahl an Antriebseinheiten die Steuerung in der Komplexität zunimmt.
- Die Nennleistung einer Anlage ist sehr stark von der Kühlwassertemperatur abhängig. Es konnte nachgewiesen werden, dass mit einer optimierten Kühlwasserverteilung mit Ringverschlauchung ein identischer Durchfluss an allen Antriebseinheiten erreicht wird.
- Die mechanischen Abmessungen des Maschinenträgers begrenzen die Anzahl möglicher Generatoren und damit die Nennleistung der Anlage. Eine 2-3MW Anlage mit mehr als 12 Generatoren ist aus praktischen und wirtschaftlichen Gründen nicht sinnvoll, da Mechanik, Verkabelung und Kühlung zu aufwendig und teuer werden. Die Anlage liesse sich daher optimieren, indem die Nennleistung der einzelnen Generatoren erhöht würde.
- Die Wirkungsgradmessungen am Bodenprüfstand zeigten, dass die gesamte Mechanik einen Wirkungsgrad von rund 96% bei Maximallast erreicht. Dieses Resultat übertrifft damit die Annahmen des theoretischen Modells leicht. Damit erreicht die modular aufgebaute Windkraftanlage einen Wirkungsgrad, welcher es erlaubt, diese konkurrenzfähig zu betreiben.
- Im untersten Teillastbereich ist der Wirkungsgrad des Bodenprüfstandes tiefer als angenommen. Messungen am Bodenprüfstand haben gezeigt, dass die Reibverluste nicht linear mit der Drehzahl ansteigen. Daher fallen diese bei tiefen Umdrehungszahlen stärker ins Gewicht.





Zudem werden die nicht benutzten Antriebseinheiten des Bodenprüfstandes nur elektrisch entkoppelt. Weshalb ein elektrisches Feld erzeugt werden muss, um diese Antriebe mitdrehen zu lassen. Im Simulationsmodell wurde von einer mechanischen Entkopplung ausgegangen, welche jedoch aufwendig realisierbar ist. Zudem hat die Analyse zur Jahresenergieproduktion am Lindenberg gezeigt, dass der Wirkungsgrad im untersten Teillastbereich wirtschaftlich wenig relevant ist.

- Zudem zeigte der Aufbau des Bodenprüfstandes, dass die versprochene Wartungsfreundlichkeit erreicht wird. Zwar muss bei jedem Austausch von Antriebseinheiten und Umrichter die Kühlflüssigkeiten abgelassen werden, was bei einer geschickten Konstruktion des Kühlsystems relativ einfach zu handhaben ist. Anschliessend können Antriebseinheiten mit einer mechanischen Hilfsvorrichtung, problemlos von einer Person ausgetauscht werden.
- Im Hinblick auf eine Realisierung der Anlage muss eine geeignete Lösung für Kabelführung gefunden werden. Da die Anlage auf einer relativ tiefen Spannung von 400V arbeitet, fließen sehr hohe Ströme, welche zu Verlusten in den Kabeln führen und diese stark erhitzen. Daher wäre ein höherer Spannungslevel der Umrichter wünschenswert.

Abschliessend ist zu sagen, dass eine Modular aufgebaute Windkraftanlage realisierbar ist. Wirtschaftliche Vorteile ergeben sich jedoch nicht aufgrund eines höheren Wirkungsgrades sondern durch die Wartungsfreundlichkeit der Anlage.

## 9 Ausblick, nächste Schritte nach Projektabschluss

Aufgrund der Geräuschemissionen, erlaubte der Vermieter nur Testbetriebe während deren Produktion still steht. Deshalb war es nicht möglich die Anlage über Tage und Wochen hinweg im Dauerbetrieb zu testen. GDC ist nun auf der Suche nach einem Standort um die Testanlage möglichst in einer Gondel einer Windkraftanlage weiterbetreiben zu können.

Die Bodentestanlage musste per Ende September abgebaut werden, da der Mietvertrag auslief und der Vermieter den Hallenplatz für eigene Projekte beansprucht. Die Anlage wird nun bei der Firma Ruag eingelagert bis deren weitere Verwendung geklärt ist.

Die Bodentestanlage wurde diversen interessierten Windpark-Investorengruppen vorgeführt und hat deren Interesse geweckt. So ist es GDC gelungen mit einem Kunden Verträge zum Bau einer 3MW Prototypenanlage zu unterzeichnen. Zudem ist eine Altanus-Anlage auf dem Lindenberg in Planung, welche durch das Aargauische Elektrizitätswerk unterstützt wird.

Dank der Realisierung dieses BFE Projekts wurden wichtige Erkenntnisse gewonnen, welche der entwickelten Technologie den Durchbruch am Markt erleichtern werden. Die Idee eines modular aufgebauten Antriebsstranges für Windkraftanlagen wurde erfolgreich validiert. Damit ist dieses Projekt der entscheidende Meilenstein, dass GDC für einen internationalen Kunden eine modular aufgebaute Windkraftanlage realisieren wird.

## 10 Referenzen

- [1] A. Betz, Wind-Energie und ihre Ausnutzung durch Windmühlen, Ökobuch Verlag Staufen, 1994.

- [2] S. Chandrasekaran, «Grid Connected Doubly Fed Induction Generator Based Wind Turbine under LVRT,» PhD Thesis, 2014.
- [3] Z. Zhang, «High-power generators for offshore wind turbines,» *DeepWind Project, Norwegian Research Centre for Offshore Wind Technology*, 2013.
- [4] T. Switch, «PMG vs. DFIG – the big generator technology debate,» 2014.
- [5] R. Kirchner, «Die wahren Kosten der Seltenen Erden,» *Weltzeit / Archiv | Beitrag vom 18.01.2012*, 2012.
- [6] B. E. A. Arno Mathoy, «Elektromobilität - technische und volkswirtschaftliche Rahmenbedingungen,» 2010.
- [7] B. E. AG, «Datenblatt HSM1-10.18.13,» 2015. [Online]. Available: <http://www.brusa.eu/produkte/antrieb/motoren-400-v/hsm1-101813.html>.
- [8] Meteotest, «Winddaten Lindenberg 2008-2009,» 2009.
- [9] R. Gloor, «Antriebstechnik Antriebsverzeichnis,» 2015.
- [10] A. Binder, «Elektrische Maschinen und Antriebe,» 2012.
- [11] S. Z. a. M. Reuter, «Regelungstechnik für Ingenieure,» 2014.
- [12] D. M. H. Rashid, «Power Electronics for Renewable Energy Sources,» 2015.
- [13] M. K. a. N. K. a. A. Belkadi, «Maximum power point tracker of wind energy conversion system,» *Renewable Energy*, 2010.
- [14] L. D.-y. W. L. u. C. W.-c. L. Peng, «Maximum powerpoint trackingfor wind power systems with an improfed control and extremum seeking strategy,» *International Transactions on electrical energy systems*, 2013.
- [15] D. Schröder, *Elektrische Antriebe - Regelung von Antriebssystemen*, Springer, 2015.
- [16] J. Clark, «Turbine Maintenance: Pay Now or Surley Pay Later,» *North American Wind Power*, 2013.