Hochschule Flensburg
University of Applied Sciences

Wind Energy Technology Institute

Sachbericht

Gierwinkelfehler bei Windenergieanlagen – Bedeutung für Energieertrag und Lasteinwirkungen

Gefördert durch die Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH (EKSH)

HWT Förderprogramm Hochschule-Wirtschaft-Transfer

EKSH Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH

Laufzeit des Vorhabens: 01.01.2018 – 31.12.2019, budgetneutral verlängert bis 29.02.2020

Redaktionsschluss: November 2020

Kooperationspartner:

Wind Energy Technology Institute (WETI)

Postanschrift: Kanzleistraße 91-93, 24943 Flensburg

Besucheradresse: Nordstraße 2, 24937 Flensburg

Website:

Autor: Marcel Schedat, M.Sc. (Marcel.Schedat@hs-flensburg.de)

Institutsleiter WETI: Prof. Dr.-Ing. Torsten Faber (Torsten.Faber@hs-flensburg.de)

Kurzfassung/Abstract

In einem zweijährigen Projekt wurden die Auswirkungen von Fehlausrichtungen des Windrichtungsnachführungssystems von Windenergieanlagen im Hinblick auf die einhergehenden Energieertrags- und die Lastenänderungen untersucht.

Es wurde eine Messkampagne an einer Untersuchungsanlage vom Windenergieanlagentyp MM92 geplant und durchgeführt. Die kontinuierliche Datenaufzeichnung und -zusammenführung mit einem Zeitumfang von über einem Jahr umfasste eine Lastmessung am Turm, ausgewählte (hochaufgelöste) SCADA- und Spinneranemometrie-Signale. Unter der Nutzung von OpenFAST wurde ein Modell von der Untersuchungsanlage aufgebaut sowie eine Vielzahl an Simulationen durchgeführt.

Anhand von Abschätzungen durch Kurvenanpassungen wurden die optimalen elektrischen Leistungen bei verschiedenen Gierfehlern ermittelt und die Leistungsverluste durch den aus der Literatur bekannten Kosinus-Ansatz berechnet. Diese vereinfachten Ansätze zeigten mit den bereits durchgeführten Analysen nutzbare Ergebnisse, welche als Grundlage für weitere (noch) ausstehende Untersuchungen auf diesem Gebiet genutzt und erweitert werden können.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis 5

Abbildungsverzeichnis 6

Tabellenverzeichnis 7

Symbolverzeichnis 8

1 Einleitung 9
- 1.1 Motivation 9
- 1.2 Ziel 10
- 1.3 Projektplan/Umsetzung 10
- 1.4 Betrachtungsbereich und Limitationen 11

2 Theoretische Grundlagen 12
- 2.1 Nomenklatur und mathematische Winkelbeziehungen 12
- 2.2 Windnachführungssystem 14
  - 2.2.1 Yaw-System an der Untersuchungsanlage MM92 15
  - 2.2.2 Regelung der Windrichtungsnachführung 16
- 2.3 Gierfehlerarten und deren Ursache 18

3 Analytische Betrachtung unter Verwendung von OpenFAST 20

4 Messkampagne 26
- 4.1 Untersuchungsanlage MM92 und verbautes Messsystem 26
- 4.2 Messdatenzusammenführung 28
- 4.3 Umsetzung „aktive Fehlausrichtung“ 29
- 4.4 Messdatenüberblick 30
- 4.5 Ergebnisse 34
  - 4.5.1 Einfluss von Gierfehlern γ_{Us} auf die Wirkleistung W_{el} (SCADA) 34
  - 4.5.2 Einfluss von Gierfehlern γ_{Sa} auf die Wirkleistung W_{el} (Spinneranemometrie) 38

5 Auswertung und Diskussion 42

6 Zusammenfassung und Ausblick 46

Literaturverzeichnis 48

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
AP	Arbeitspaket
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
WEA	Windenergieanlage/n
WRNL	Windrichtungsnachführungslager

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Arbeitspakete (AP) im Projekt „Gierwinkelfehler bei WEA“ 11
Abbildung 2 Winkelbeziehungen im Kontext der Gondelfehlausrichtung, Betrachtung von oben, nach [6] 12
Abbildung 3 Links: Aussenansicht Maschinenhaus/Gondel von der Untersuchungsanlage MM92 [8]; Rechts: Blick ins Gondelinnere der MM92 [9] 15
Abbildung 4 Links: vergleichbarer Azimutantrieb der Untersuchsuchungsanlage MM92 mit WRNL [10]; Rechts: vergleichbarer Azimutantrieb/-motor mit angeflanschten Getriebe und Abtriebsritzel (von oben nach unten) [11] 16
Abbildung 5 Schema einer zweistufigen Windrichtungsnachführungsregelung 17
Abbildung 6 Einfluss verschiedener Gierfehler γG auf die Generatorleistung Gel (Simulation) 24
Abbildung 7 prozentuale Leistungsverluste Vel bei verschiedenen Gierfehlern γG (Simulation) 24
Abbildung 8 Abschätzung der optimalen Generatorleistung Gel bei verschiedenen Gierfehlern γG und Windgeschwindigkeiten vW 25
Abbildung 9 Abschätzung des Generatorleistungsverlustes Vel mit dem Konius bei verschiedenen Gierfehern γG und Windgeschwindigkeiten vW 25
Abbildung 10 Untersuchungsanlage MM92: Blick auf das Rotorblattsystem inklusive Nabe (Ansicht: von links aus einer vorgelagerten Position) 27
Abbildung 11 Untersuchungsanlage MM92: Blick auf das Rotorblattsystem inklusive Nabe (Ansicht: von rechts aus einer vorgelagerten Position) 27
Abbildung 12 Flowchart über die Messdatenzusammenführung 28
Abbildung 13 vereinfachtes Blockschaltbild zur Implementierung eines Offsets zur aktiven Fehlausrichtung 29
Abbildung 14 Verteilung der Anzahl der Messzeitreihen auf unterschiedliche Gierfehler φUs 31
Abbildung 15 Verteilung der Anzahl der Messzeitreihen auf unterschiedliche Gierfehler φSa 33
Abbildung 16 Einfluss verschiedener Gierfehler γUs auf die Generatorleistung Wel(Messung) 35
Abbildung 17 prozentuale Leistungsverluste $V(\gamma)$ durch verschiedene Gierfehler γUs (Messung) 35
Abbildung 18 Abschätzung der optimalen Wirkleistung Wel bei verschiedenen Gierfehlern γUs und ausgewählten Windgeschwindigkeiten (Messung) 36
Abbildung 19 Abschätzung des Wirkleistungsverlustes Vel über verschiedene Gierwinkel γUs bei ausgewählten Windgeschwindigkeiten mit Hilfe des Kosinus-Ansatzes (Messung) 37
Abbildung 20 Einfluss verschiedener Gierfehler γSa auf die Generatorleistung Wel (Messung) 38
Abbildung 21 prozentuale Leistungsverluste $V(\gamma)$ durch verschiedene Gierfehler γSa (Messung) 39

Abbildung 22 Abschätzung der optimalen Wirkleistung Wel bei verschiedenen Gierfehlern γSa und ausgewählten Windgeschwindigkeiten (Messung) 40
Abbildung 23 Abschätzung des Wirkleistungsverlustes Wel über verschiedene Gierwinkel γSa bei ausgewählten Windgeschwindigkeiten mit Hilfe des Kosinusansatzes (Messung) 41

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Übersicht zu den ausgewählten Beispielen für die Ergebnisdarstellung 21
Tabelle 2 Filterung der Messdaten unter Verwendung von SCADA-Signalen 30
Tabelle 3 Filterung der Messdaten unter Verwendung von SCADA- und Spinneranemometrie-Signalen 32

Symbolverzeichnis

Symbol	Bedeutung
γ_{WW}	Wahre Windrichtung
γ_R	Gierstellung
γ_G	(simulierter) Gierfehler
γ_{Offset_1}; γ_{Offset_2}; γ_{Offset_3}	Offset für Gierfehlersignal
μ	gemessene Windrichtung
φ	Montagewinkel
δ	Korrekturwinkel
U_∞	Windgeschwindigkeit von der wahren Windrichtung
Ω	Rotordrehzahl
P_{Rotor}	Rotorleistung
ρ	Luftdichte
A_{Rotor}	Rotorkreisfläche
v_w	Windgeschwindigkeit
c_p	Leistungsbeiwert
γ_{Us}	Gemessener Gierfehler vom Ultraschallmessgerät
γ_{Sa}	Gemessener Gierfehler von Spinneranemometrie
V_{el}	Generatorleistungsverlust
G_{el}	Generatorleistung
W_{el}	Wirkleistung

1 Einleitung

1.1 Motivation

Die Umstellung der Energieversorgung in Deutschland (und weltweit) durch eine voranschreitende Dekarbonisierung ist mit vielen neuen technischen und wirtschaftlichen Anforderungen verknüpft. Die Nutzung der Windenergie spielt hierbei eine mittlerweile zentrale Rolle innerhalb der erneuerbaren, als auch der konventionellen, Energiegewinnung. Die Bruttostromerzeugung aus Windenergie erreichte im Jahr 2019 mit einem Ertrag von 125,9 TWh den größten Anteil unter den erneuerbaren und konventionellen Energien in Deutschland. Mit 21 % lag die Windenergie damit vor den Energieträgern Braunkohle (19 %) und Erdgas (15 %) und spielt damit bereits heute eine tragende Rolle in der Umsetzung der Energiewende [1]. Neben der reinen Stromerzeugung sind auch die Stromgestehungskosten von Onshore-WEA mittlerweile auf dem gleichen und teilweise sogar niedrigeren Niveau wie die von Steinkohle- und Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerken [2].

Trotz dieser Fortschritte ist eine weitere voranschreitende Senkung der spezifischen Kosten (Kosten einer Erzeugungseinheit) besonders erstrebenswert. Zum einem, um eine bessere Wettbewerbsposition herbeizuführen bzw. zuhalten und zum anderen um eine bezahlbare Energieerzeugung zu gewährleisten.

Die Senkung der Stromgestehungskosten bei Windenergieanlagen kann überwiegend durch technische Weiterentwicklungen, z.B. durch die Verbesserung/Optimierung von bestimmten Teilsystemen, erreicht werden.

Die bestmögliche Nutzung der Windenergie durch die Ausrichtung der Gondel einer Windenergieanlage mit horizontaler Rotorachse (Horizontalanlagen) und aktiver Windrichtungsnachführung in die vorherrschende Windrichtung ist hierbei ein entscheidender Punkt. Aufgrund der stochastischen Eigenschaften des Windes und den regelungsbedingten Zeitverzögerungen innerhalb der Windrichtungsnachführung kommt es jedoch in der Praxis zu Abweichungen zwischen der wahren Windrichtung und der Gondelausrichtung. Die entstehende Differenz wird als Gierfehler bezeichnet. In der Folge solcher Fehlausrichtungen sind -abhängig von der Quantität- Einflüsse auf die Energieerträge sowie auf die Lasten der Anlagenstruktur zu erwarten, welche wiederum direkten Einfluss auf die Stromgestehungskosten ausüben können. Die optimale Ausrichtung einer Windenergieanalage ist jedoch aufgrund des Zielkon-

fliktes zwischen den Unsicherheiten in der Reaktionszeit der Regelung (Mittlungsdauer, Gierfehler) und der gewählten Dimensionierung (Auslegung) des Azimutantriebes nicht trivial. Zudem unterliegen Windrichtungsmessungen, welche für gewöhnlich auf dem Gondeldach stattfinden, einer Vielzahl an Nachlaufeffekten durch den vorgelagerten Rotor und werden dadurch beeinflusst. Auch eine fehlerhafte Ausrichtung der Windrichtungsmessung (bzw. ein inkorrekt festgelegter Offset) im Rahmen der Inbetriebnahme einer Anlage kann zu einer Beeinflussung der gewählten Windausrichtungsregelung führen. Die Folgen einer Gondelfehlausrichtung äußern sich in Änderungen des zu erwartenden Energieertrages und in den Lasteinwirkungen auf verschiedene strukturelle Teilsysteme einer Windenergieanlage.

1.2 Ziel

Um die Einflüsse von Gierfehlern auf den Energieertrag und die Lasteinwirkungen besser verstehen zu können, besteht das Ziel des zweijährigen Forschungsprojektes in dem Aufbau eines Feldexperimentes an einer realen Windenergieanlage. Die messtechnisch gewonnenen Daten werden anschließend mit Simulationsergebnissen validiert und eingeordnet werden.

Die zentrale Frage im Rahmen des Projektes lautet:

Welchen quantitativen Einfluss haben Gierfehler auf die elektrische Leistung und die Lasten und wie können diese vereinfacht abgeschätzt werden?

1.3 Projektplan/Umsetzung

Zur Beantwortung der Frage aus der oben genannten Zielsetzung wurde das folgende Vorgehen entwickelt und durchgeführt (siehe Abbildung 1). Als Untersuchungsanlage diente der Windenergieanlagentyp MM92. Das Projekt wurde in vier Arbeitspakete (AP) unterteilt.

In AP1 wurde ein aero-servo-elastisches Modell von der Untersuchungsanlage aufgebaut. Unter der Verwendung von OpenFAST wurden anschließend verschiedene Gierfehler (und deren Auswirkungen) simuliert. Unterstützend durch den Aufbau einer umfangreichen Messkampagne an der Untersuchungsanlage (AP 2) mit Datenerfassung und -zusammenführung (AP 3) wurden abschließend die gewonnen Simulations- und Messdaten im AP 4 ausgewertet. Mithilfe einer aktiven Fehlausrichtung durch die Einführung eines Offsets in die Nachführungsregelung, wurde eine Erhöhung der Messdatenerfassung in dem vom Hersteller vorgesehenen Gierfehlergrenzbereich und darüber hinaus vorgenommen.

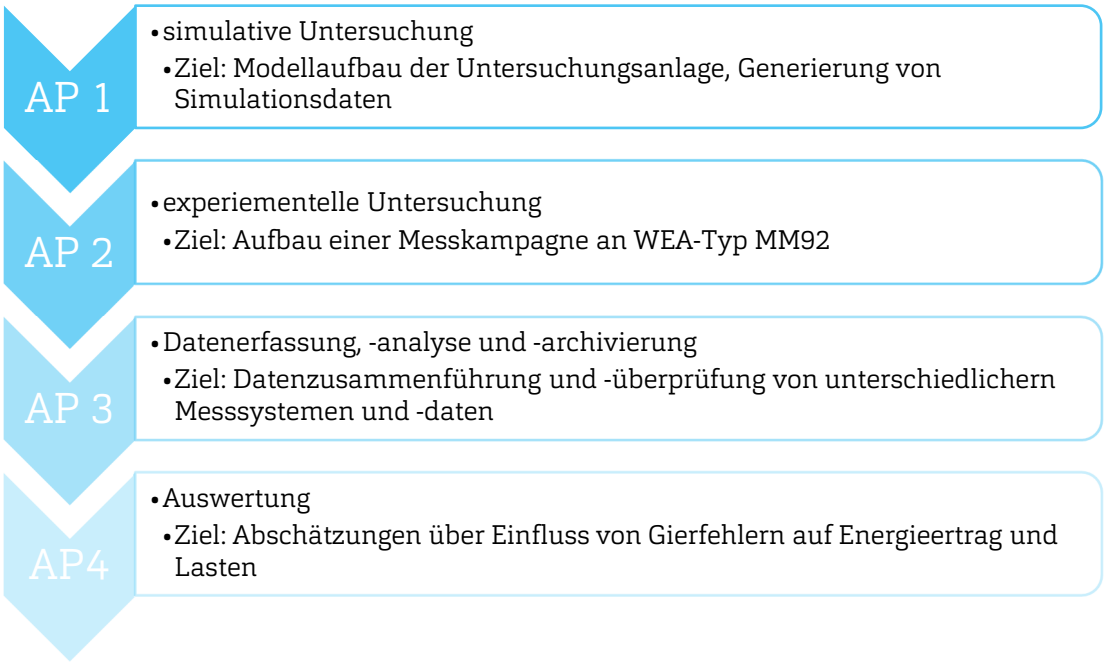

Abbildung 1 Arbeitspakete (AP) im Projekt „Gierwinkelfehler bei WEA“

1.4 Betrachtungsbereich und Limitationen

Im Rahmen des zweijährigen Forschungsprojektes fanden eine Vielzahl an produktiven Interaktionen zwischen allen Projektpartnern satt. Alle anvisierten AP und deren Zielsetzungen wurden bearbeitet. Die Umsetzung der Messkampagne mit einer Datenaufzeichnung von über einem Jahr zeigt, welche Leistungsfähigkeit von dem gesamten Projektteam erbracht worden ist. Aufgrund äußerer und nicht vorhersehbarer Umstände brachten veränderte Situationen bei unseren Projektpartnern jedoch auch neue Zielanpassungen und -vereinbarungen mit sich. Zusammen mit der Generierung von vielen neuen wissenschaftlichen Erkenntnissen sind auch über die Projektlaufzeit hinaus noch wichtige Untersuchungen notwendig und geplant. Zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses der vorliegenden Arbeit sind die Ausarbeitungen zur den Lasteinwirkungen aufgrund von Gierfehlern nicht allumfänglich abgeschlossen. Auf eine Darstellung wird deshalb an dieser Stelle verzichtet und auf zukünftige (angestrebte) Ausarbeitungen verwiesen.

Zur Darstellung der Gierfehlerauswirkungen wurden in der vorliegenden Arbeit die Generator- bzw. Wirkleistungen als Untersuchungsgrößen genutzt. Die Energieerträge können im Nachgang, unter Nutzung der auftretenden Klassenwindhäufigkeit und -leistung, abgeschätzt werden.

2 Theoretische Grundlagen

2.1 Nomenklatur und mathematische Winkelbeziehungen

Zur Sicherstellung einer einheitlichen Nomenklatur werden in diesem Teilkapitel zunächst ausgewählte Begrifflichkeiten und -sofern für die Arbeit notwendig- deren mathematische Zusammenhänge beschrieben. Eine Übersicht über die nachfolgend beschriebenen Winkelbeziehungen in der vorliegenden Arbeit findet sich in Abbildung 2.

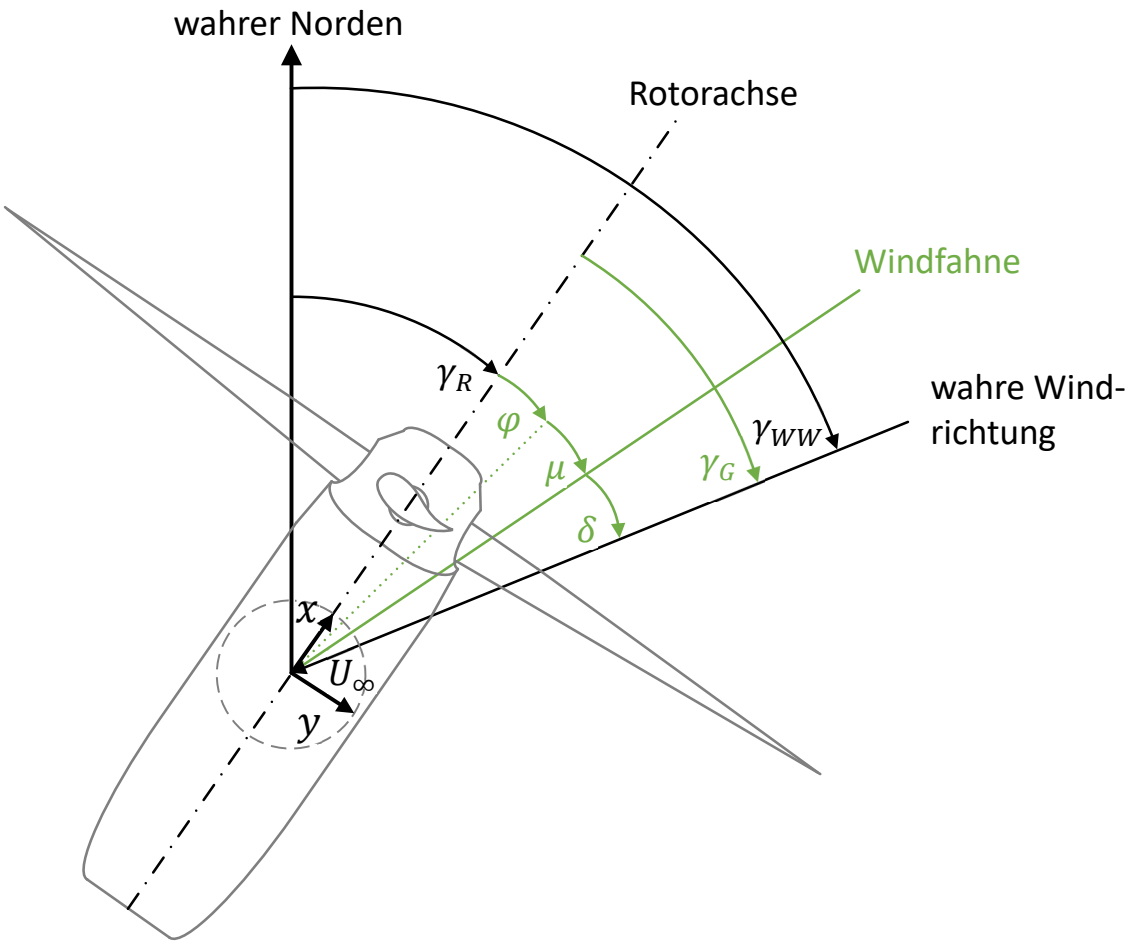

Abbildung 2 Winkelbeziehungen im Kontext der Gondelfehlausrichtung, Betrachtung von oben, nach [6]

Der mathematische Zusammenhang zwischen der wahren Windrichtung γ_{WW}, der Gierstellung γ_R und dem Gierfehler γ_G lautet:

$$\boldsymbol{\gamma_{WW} = \gamma_R + \gamma_G} \tag{1}$$

Die **Windrichtung** beschreibt die longitudinale Richtung, aus der der Wind weht. Im Zusammenhang mit der vorliegenden Arbeit gilt es zwischen der wahren und der relativen Windrichtung zu unterscheiden. Die wahre Windrichtung γ_{WW} ergibt sich aus der Addition des Gierfehlers γ_G und der Gierstellung γ_R unter der Voraussetzung, dass eine exakte Ausrichtung der Gondel zum wahren Norden vorliegt und die Messsensorik zur Erfassung der Gierstellung ohne Unsicherheiten arbeitet (siehe Formel (1)). Die relative Windrichtung entspricht dem **Gierfehler** γ_G und beschreibt den Winkel zwischen der wahren Windrichtung und der Rotorachse.

Als **Gierstellung** γ_R wird der „Winkel zwischen der senkechten Projektion der Mittellinie der Hauptwelle am Turmfuß und einer Referenzrichtung (z.B. wahrer Norden, magnetischer Norden usw.).“ nach [3] verstanden. Analoge Begrifflichkeiten wie Yaw-Azimut(-winkel) oder Gondelausrichtung werden in dieser Arbeit gleichwertig verwendet. Es ist bekannt, dass es während der Nutzungsdauer zu einer Verschiebung der Referenzrichtung (z.B. wahrer Norden) kommen kann [4], [5]. Somit ist es möglich, dass die wahre Windrichtung aus Formel (1) driftet, sofern keine Korrektur erfolgt. Für die Regelung der Windrichtungsnachführung ist dies jedoch nicht relevant, da hierfür nur die relative Windrichtung genutzt wird.

Der **Gierfehler** γ_G (bzw. **Gierwinkelfehler)** beschriebt nach [3] den „[…] Winkel zwischen den waagerechten Projektionen der Mittelinie der Hauptwelle und des Windgeschwindigkeitsvektors“. Dieser Winkel entspricht in der vorliegenden Arbeit der Differenz aus der wahren Windrichtung γ_{WW} und der Gierstellung γ_R.

Nach [6] lässt sich der **Gierfehler** γ_G durch die Formel:

$$\boldsymbol{\gamma_G = \mu + \varphi + \delta(U_\infty \Omega)} \tag{2}$$

mit der gemessenen Windrichtung μ von der Windrichtungserfassung, dem Montagewinkel φ und einem Korrekturwinkel $\delta(U_\infty \Omega)$ beschreiben. Die gemessene Windrichtung μ stammt in den meisten Fällen von einer Windfahne oder einem Ultraschallanemometer. Der Montagewinkel φ beschriebt einen potenziellen Versatz zwischen Rotorachse und Windfahne (im Idealfall $\varphi = 0°$). Der Korrekturwinkel $\delta(U_\infty \Omega)$ berücksichtigt die Ablenkung der Windrichtung im Rotornachlauf aufgrund der Rotationsrichtung der Rotorblätter und kann in Abhängigkeit mit der Windgeschwindigkeit von der wahren Windrichtung und der Rotordrehzahl variieren. Der Wert für den Korrekturwinkel resultiert meistens aus Messkampagnen an Prototypen.

Betrachtet man die WEA von oben, so liegt ein positiver Gierfehler γ_G bei einer von rechts vorliegender Windrichtung in Bezug zur Rotorposition vor. Ein negativer Gierfehler γ_G entsteht, wenn die Windrichtung links von der Rotorachse vorliegt. Der Gierfehler γ_G entspricht der relativen Windrichtung (wahre Windrichtung zur Rotorachse).

Die Vorzeichenkonvention bezüglich der Gierfehler γ_G sind in der Literatur unterschiedlich definiert.

2.2 Windnachführungssystem

Die Nachführung der Gondel in die Richtung des vorherrschenden Windes erfolgt durch das Yaw-System bzw. den Azimutantrieb. Im Folgenden wird nur auf das Azimutsystem eingegangen, welches mittels eines elektrischen oder hydraulischen Antriebes den Nachführungsvorgang umsetzt. Andere Systeme wie z.B. eine aerodynamische Nachführung durch eine Windfahne oder Systeme ohne eine aktive Nachführung (bei Lee-Läufern) werden nicht beschrieben. Mithilfe der Ausrichtungsmöglichkeit können auf folgende Faktoren Einfluss genommen werden:

1. Die **Rotorleistung** steht im direkten Zusammenhang mit der Ausrichtung der Rotorkreisfläche in das vorherrschende Windfeld. Eine möglichst geringe Differenz zwischen Windrichtung und Gondelausrichtung trägt zur Maximierung der Rotorleistung und somit auch zur Generator- und Wirkleistung der WEA bei.

2. Sowohl während der Betriebs- als auch in der Stillstandzeit einer WEA können durch einen Gierfehler unterschiedliche **Lasteinwirkungen** entstehen.

3. Abhängig von dem Design der Windrichtungsnachführung kann Einfluss auf die **Betriebs- und Wartungskosten** sowie die technische Verfügbarkeit der WEA genommen werden.

Alle genannten Faktoren können, abhängig von der Betrachtung einer freistehenden Einzelanlage oder einer WEA innerhalb eines Windparks, unterschiedlich priorisiert werden. Dienten ursprüngliche Yaw-Reglerstrategien nur zur individuellen Optimierung der Rotorleistung, so kann in der modernen Betriebsführung auch die Reduzierung von Ermüdungslasten ein neuer Bestandteil, z.B. im Fokus mit dem Weiterbtrieb, sein. Bei Windparks kann die gezielte suboptimale Nachführung bzw. Ausrichtung einer einzelnen WEA innerhalb eines Windparks durch gezielte Veränderungen der Nachlaufeffekte sogar für einen höheren Parkwirkungsgrad sorgen [7].

Der Fokus liegt in der vorliegenden Arbeit auf dem ersten Einflussfaktor.

2.2.1 Yaw-System an der Untersuchungsanlage MM92

Die Windrichtungsnachführung bzw. Gierwinkelregelung dient zur aktiven Ausrichtung der Rotornabe zur vorherrschenden Windrichtung. Die Azimutnachführung geschieht mittels eines Lagers, welches zwischen Turmkopfflansch und Maschinenträger angeordnet ist und als Schnittstelle fungiert (siehe Abbildung 3). Dieses Lager wird auch als Windrichtungsnachführungslager (WRNL) bezeichnet. Abhängig von verschiedenen existierenden Anordnungsvarianten der Windnachführungssysteme, wird die Gondel einer WEA mithilfe mehrerer Azimutantriebe und eines Zahnkranzes verstellt. Im Falle der Untersuchungsanlage vom Typ MM92 handelt es sich bei dem WRNL um ein System mit einer außenliegenden Verzahnung für die Azimutantriebe (siehe Abbildung 4 links) und mit innenliegender Azimutbremsen. Der Azimutantrieb wird durch vier Elektromotoren mit angeflanschtem Getriebe und abtriebsseitigen Ritzel realisiert und umgesetzt (siehe Abbildung 4 rechts). Die Antriebe befinden sich auf der dem Rotor zugewandten Seite des Azimutlagers.

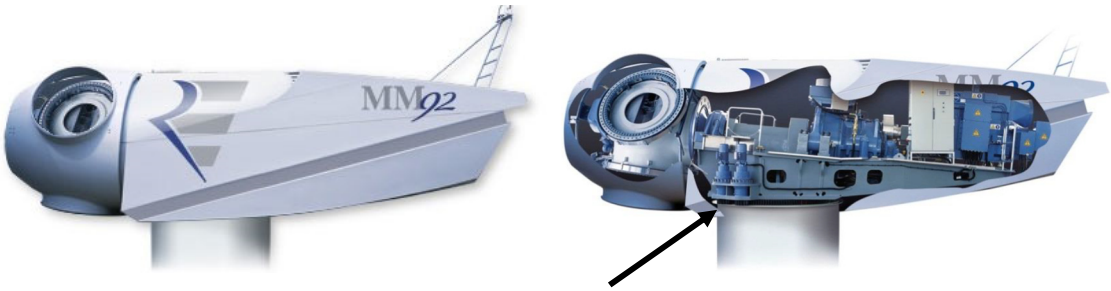

Abbildung 3 Links: Aussenansicht Maschinenhaus/Gondel von der Untersuchungsanlage MM92 [8]; Rechts: Blick ins Gondelinnere der MM92 [9]

Bei dem Turmkopflager handelt es sich um ein zweireihiges Vierpunktlager.

Die Bremsanlage besteht aus mehreren hydraulischen Bremszangen und einer Bremsscheibe. Die Bremsanlage ist stets aktiv. Die Anpassung der Druckniveaus innerhalb der Festsattelbremse hängt hierbei vom jeweiligen Betriebsmodus ab. Bei einer Fixierung der Gondel in den Wind wird ein höheres Druckniveau als während eines Giervorganges be- und genutzt. Wird die Gondel nachgeführt, dann wird der hydraulische Druck verringert und beugt vor allem den alternierenden Lasten innerhalb des Azimutgetriebes, hervorgerufen durch überwiegend aerodynamische Lasten, vor. Die Position der Gondel sowie der jeweilige Verdrillungswinkel des

Kabels werden durch weitere Sensoren erfasst. In Abhängigkeit von den hinterlegten Werten in der Regelung, erfolgt bei Grenzwertüberschreitungen eine Aktivierung des Yaw-Systems, um eine Verringerung der Fehlausrichtung bzw. der Kabelverdrillung auszulösen.

Abbildung 4 Links: vergleichbarer Azimutantrieb der Untersuchsuchungsanlage MM92 mit WRNL [10]; Rechts: vergleichbarer Azimutantrieb/-motor mit angeflanschten Getriebe und Abtriebsritzel (von oben nach unten) [11]

2.2.2 Regelung der Windrichtungsnachführung

Das Ziel der Windrichtungsnachführungsregelung besteht in der aktiven Nachführung der Rotornabe aktiv zur jeweiligen Windrichtung unter Nutzung des Azimutantriebes. Der Zielkonflikt besteht darin, dass auf der einen Seite ein möglichst geringer Gierfehler angestrebt wird und auf der anderen Seite die Quantität der Nachführungen zu reglementieren ist. Durch die ständigen Fluktuationen der Windrichtung ändert sich auch permanent der Gierfehler. Eine andauernde und/oder zu sensible Regelung würde z.B. zu einem erhöhten Verschleiß des Azimut-Systems führen, bedürfte einer materialintensiveren Auslegung und würde ungewünschte alternierende Lasten (z.B. Kreiselmomente) hervorrufen.

In der Praxis hat sich deshalb ein Kompromiss zwischen (tolerierbaren) Rotorleistungsverlusten und der Reglersensitivität des Yaw-Antriebes etabliert. Abhängig vom jeweiligen Anlagenhersteller erfolgt die Parametereinstellung der Nachführung (Einschaltzeit, Drehzahl und Drehrichtung) hierbei i.d.R. erst nach der Überschreitung von zuvor festgelegten Grenzwerten des Gierfehlers und in Abhängigkeit von der vorliegenden Windgeschwindigkeit. Die Parametereinstellungen über den Betriebsbereich (Stillstand, Teil- und Volllast) kann deshalb variabel ausfallen.

In der Abbildung 5 wird beispielhaft ein zweistufige Nachführungsregelung dargestellt.

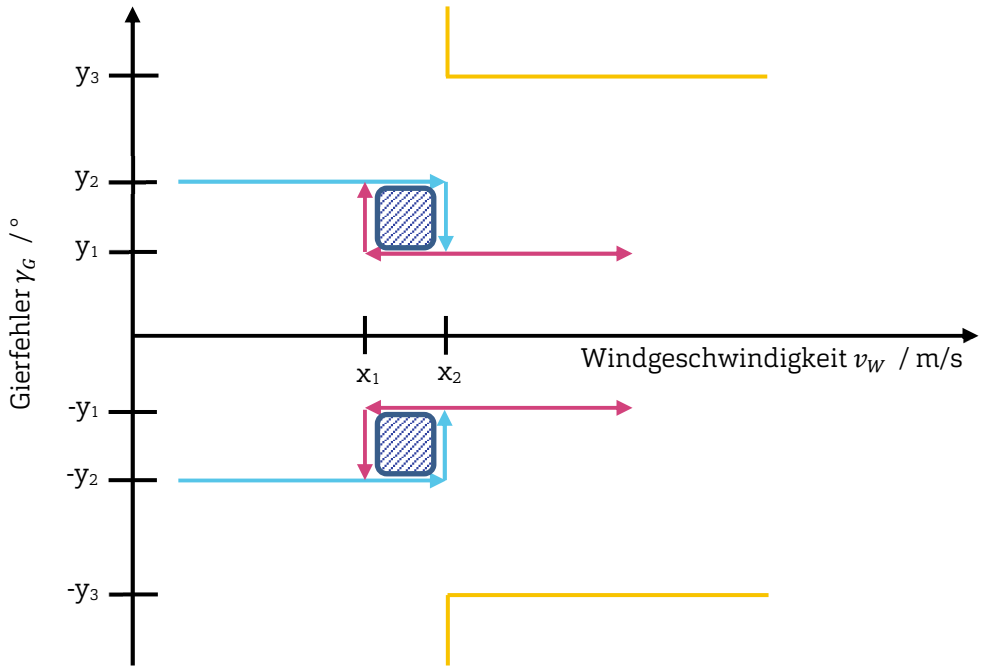

Abbildung 5 Schema einer zweistufigen Windrichtungsnachführungsregelung

Das Prinzip folgt der Logik, dass bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten (x_1) ein größerer Gierwinkelfehler (y_2) und bei höheren Windgeschwindigkeiten (x_2) ein kleiner Gierwinkelfehler (y_1) zugelassen wird. Für sehr geringe Windgeschwindigkeiten, d.h. im Bereich der Einschaltwindgeschwindigkeit, erfolgt teilweise keine bzw. nur eine stark verzögerte Nachführung (abhängig vom Hersteller). Der Gierfehler kann deshalb unterhalb des Einschaltbereiches deutlich größer als y_2 ausfallen. Ein suboptimale Leistungsausbeute wird aufgrund des genannten Zielkonfliktes (Unsicherheiten in der Reaktionszeit der Regelung und der Dimensionierung des Azimutantriebes) i.d.R. akzeptiert.

Die Reaktionszeiten des Yaw-Systems zum Nachführen variieren ebenfalls in Abhängigkeit von der jeweiligen Windgeschwindigkeit und vom Gierfehler. Bei niedrigen Windgeschwindigkeiten (Einschaltwindgeschwindigkeit bis x_1) werden häufigere Windrichtungswechsel und höhere Turbulenzen erwartet, weshalb eine Nachführung beim Überschreiten des Gierfehlers von y_2 (blaue Linie) länger geduldet wird als ab einer Windgeschwindigkeit von x_2 und der damit gültige Grenzwert des Gierfehlers y_1 (lila Linie). Bei einer sehr starken Windrichtungsänderung ($\pm y_3$) in Verbindung mit der Windgeschwindigkeit x_2 erfolgt eine sofortige Nachführung, um zusätzliche potenzielle Lastenänderungen und Leistungseinbußen zu reduzieren. Bei höheren Windgeschwindigkeiten und (häufig) geringeren Turbulenzen erfolgt eine reaktionsschnellere und engere Windrichtungsnachführung. Der Übergang der Gierwinkelvariation

zwischen den Windgeschwindigkeiten x_1 und x_2 kann mit einer bestimmten Hysterese ausgeführt werden.

Die Anpassung der Gierwinkelsteuerung erfolgt angepasst an den jeweiligen WEA-Typen und in Abstimmung an die vorherrschenden Umgebungsbedingungen.

2.3 Gierfehlerarten und deren Ursache

Gierfehler können auf verschiedenen Ursachen zurückgeführt werden. Eine Einteilung in zeitlich begrenzte (variierende) oder dauerhafte (statische) Ausprägungen kann hierbei genutzt werden [6], [12]. Es gilt, dass die folgenden genannten Fehlerursachen einzeln oder in Kombination auftreten können. Der Detektionsaufwand kann somit variieren.

Zeitlich begrenzte (variierende) Gierfehler

Die Erfassung der Windrichtung wird bei fast allen heutigen WEA auf dem Gondeldach, hinter dem Rotor, vorgenommen. Damit verbunden sind eine Vielzahl an Beeinflussungen auf die korrekte Windrichtung, wie sie weit vor dem Rotor und ohne (geo-)topografische Einflüsse vorliegen würde. Die korrekte Windrichtung steht in der weiteren Betrachtung für einen Referenzpunkt, welcher für die Abbildung der gesamten Rotorkreisfläche vereinfacht angenommen wird. Die Beeinflussung kann u.a. durch die Geotopografie (z.B.: Geländeformen, Siedlungen, Vegetation) oder WEAspezische Einflüsse (z.B.: Luftumströmung an den Rotorblättern aufgrund der Rotorblattgeometrie, Kippwinkel der Gondel, Pitchunsicherheiten, vorliegender Betriebsmodus) heraus entstehen. Um die Auswirkungen dieser Einflüsse zu quantifizieren, werden innerhalb der Protoypentests entsprechende Messungen vorgenommen. Durch die Angabe eines Korrekturwinkels $\delta(U_\infty \Omega)$ (siehe Formel (2)) in Abhängigkeit von der wahren Windgeschwindigkeit U_∞ und der Rotordrehzahl Ω kann mit bestimmten Grenzen hierdurch ein Korrektureinfluss vorgenommen werden.

Der Yaw-Controller nutzt, wie in Kapitel 2 beschrieben, die relative Windrichtung als Input um in Abhängigkeit mit der Windgeschwindigkeit die Parameteranpassung für den Windnachführungsprozess festzulegen. Für diese Parametereinstellung findet jeder Hersteller einen individuellen Kompromiss zwischen der zulässigen quantitativen Ausprägung der relativen Windrichtung und der gewählten Designvorgaben.

Dauerhafte (statische) Gierfehler

Durch die inkorrekte Ausrichtung der Windfahne bzw. der Windrichtungsmesseinrichtung bezüglich der Rotorachse oder der Referenzhimmelsrichtung kann eine dauerhafte Fehlausrichtung entstehen. Dies kann z.B. während der Installation aufgrund von Ausrichtungsunsicherheiten, durch physikalische Einwirkungen bei Wartungsvorgängen und betriebsbedingte Vibrationen ausgelöst werden. Eine Korrektur ist durch eine Neuausrichtung oder durch die Implementierung einer digitalen Korrektur des Offsets möglich. Es ist davon auszugehen, dass derartige Ausrichtungsabweichungen durchaus weit verbreitet sind. Eine öffentliche Statistikerfassung ist jedoch nicht bekannt. Eine wiederholte Überprüfung der Windfahnenausrichtung kann -sofern ein entsprechender Sensor verbaut ist- durchgeführt werden.

Eine fehlerhafte Kalibrierung der Windrichtungserfassungssensorik kann innerhalb der Messstrecke zu Messwertfehlern führen. Daraus kann sich ebenfalls ein dauerhafter Gierfehler ergeben. Derartige Fehlkalibrierungen können beim Hersteller in der Windrichtungshardware oder durch mechanische Veränderungen der Messtreckenlängen bei Ultraschallgeräten entstehen. Eine zeitabhängige Verschiebung der Kalibrierung innerhalb der Nutzungsdauer liegt normalerweise nicht vor. Eine Neukalibrierung wäre mit dem physischen Austausch der Windrichtungseinheit verbunden.

3 Analytische Betrachtung unter Verwendung von OpenFAST

In den folgenden Teilkapitel wird zunächst die im Projekt verwendete Simualtionssoftware OpenFAST kurz vorgestellt und anschließend exemplarisch ein paar ausgewählte Berechnungsergebnisse vorgestellt.

OpenFAST

Bei der verwendeten Simulationssoftware OpenFAST handelt es sich um ein Windenergieanlagenspezifisches Tool [13]. Mithilfe von verschiedenen Modulen für aerodynamische (aero-), hydrodynamische (hydro-), steuerungsrelevante (servo-) und strukturdynamische (elastic-) Bereiche können gekoppelte nichtlineare aero-hydro-servo-elastische Simulationen im Zeitbereich durchgeführt werden. Standardmäßig werden verschiedene Konfigurationen von WEA zur Verfügung gestellt z.B. zwei- oder dreiblättrige Horizontalanlagen mit unterschiedliche Tragstrukturen für den On- und Offshore-Bereich. Die ursprüngliche Version „FAST“ wurde nach zahlreichen Revisionen im Jahre 2017 in OpenFAST mit dem Ziel, den „Open Source“ Ansatz dieser Software auch im Namen zu verankern, umbenannt. Die Software bzw. deren Module werden vom National Renewable Energy Lab verwaltet.

Simulationsmodell

Unter Nutzung der oben genannten Software wurde ein aero-servo-elastisches Modell von der Untersuchungsanlage MM92 aufgebaut und anschließend für verschiedene Simulationen genutzt. Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden nachfolgend nur ausgewählte Beispiele aus den Untersuchungen aufgezeigt. Besondere (wissenschaftlich relevante) Aspekte werden im Nachgang des Projektes im Rahmen von z.B. Wissenschaftsbeiträgen intensiver aufbereitet.

Anlagenspezifische Besonderheiten der Untersuchungsanlage werden aufgrund von Geheimhaltungsvereinbarungen nicht offengelegt. Alle nachfolgenden Ergebnisse wurden zudem normalisiert oder anderweitig unkenntlich gestaltet.

Die Simulationen erfolgten unter der Zuhilfenahme von deterministische Windfeldern (ohne variierendes Böenprofil bzw. Schräganströmungen) in einem Windgeschwindigkeitsbereich $v_W = 3\ \frac{m}{s}$ bis $20\ \frac{m}{s}$ in $0{,}1\ \frac{m}{s}$ - Schritten. Die Luftdichte wurde als konstant angenommen. Für jede Windgeschwindigkeit wurde anschließend wiederum je ein Gierfehler von $\gamma_G = -30°$ bis

$\gamma_G = 30°$ in $1°$ - Schritten simuliert. Eine Simulationszeitreihe umfasst 660 s, wobei die ersten 60 s im post processing gelöscht und nicht weiterverwendet werden.

Im Rahmen der Auswertung innerhalb des Projektes steht insgesamt eine Simulationszeit von ca. 77 Tagen zur Verfügung (Zeitreihe (600 s) * Windgeschwindigkeiten (Anzahl: 181) * Gierfehler (Anzahl: 61)).

Um die berechneten Signale mit möglichst geringen Regler- und Schwingungseinflüssen zu erhalten, wurde aus jeder 600 Zeitreihe nur der einfache gleitende Durchschnitt aus den letzten 60 s berechnet und genutzt. Die idealisierte Simulationsumgebung ermöglicht einen generellen Eindruck in die Thematik.

Einfluss von Gierfehlern auf die Generatorleistung

In der ersten Untersuchung wurde der Einfluss von verschiedenen Gierfehler auf die Leistungskurve der Simulationsanlage betrachtet. In folgenden werden aufgrund der Übersichtlichkeit nur ausgewählte Beispiele präsentiert (Tabelle 1).

Tabelle 1 Übersicht zu den ausgewählten Beispielen für die Ergebnisdarstellung

Parameter	Filtervorgaben
Windgeschwindigkeit v_w	$3\,\frac{m}{s} \leq v_w \leq 20\,\frac{m}{s}$ in $0{,}1\,\frac{m}{s}$ - Schritten
Gierfehler γ_G	$-30{,}0°;\ -25{,}0°; -20{,}0°; -15{,}0°; -10{,}0°; -8{,}0°; -6{,}0°; -4{,}0°; -2{,}0°;$ $0°; 2{,}0°; 4{,}0°; 6{,}0°; 8{,}0°; 10{,}0°; 15{,}0°; 20{,}0°; 25{,}0°; 30{,}0°$

In Abbildung 6 sind die Leistungskurven bei verschiedenen Gierfehlern γ_G dargestellt. Bei einem Gierfehler $\gamma_G = 0°$ ist die Generatorleistung bei allen Windgeschwindigkeiten größer als mit einen Gierfehler $\gamma_G \neq 0°$. Die Nennleistung wird bei einem Gierfehler von $\gamma_G = 0°$ knapp unter einer Windgeschwindigkeit v_w von $11\ \frac{m}{s}$ erreicht. Mit ansteigenden positiven oder negativen Gierfehler γ_G braucht es höhere Windgeschwindigkeiten, um die Nennleistung zu erreichen. Ist diese erreicht, dann ist die Quantität des Gierfehler in Bezug auf die Leistungskurve nicht mehr entscheidend.

Eine detaillierte Darstellung zum relativen Leistungsverlust $V_{el}(\gamma_G)$ findet sich in Abbildung 7. Die Referenzleistung liegt innerhalb der Simulationsumgebung bei $\gamma = 0°$. Die Leistungsreduzierung gegenüber der Referenzleistungskurve kann vereinfacht in vier Abschnitte unterteilt werden. Innerhalb der Einschaltwindgeschwindigkeit ($v_W \sim 3\ \frac{m}{s}$) bis ca. $5\ \frac{m}{s}$ gibt es die größten

Leistungsdifferenzen bei allen Gierfehlern zur Referenzleistung. Ab ungefähr 5 $\frac{m}{s}$ bis 9 $\frac{m}{s}$ bleiben die Leistungsverluste auf einem ähnlich hohen Niveau bestehen. Danach erfolgt eine leichte Reduzierung der Leistungsdefizite bis ca. 10,5 $\frac{m}{s}$. Ab dieser Windgeschwindigkeit nimmt das Leistungsdefizit erneut stärker ab und löst sich mit dem jeweiligen Erreichen der Nennleistung auf, d.h. es liegt die gleiche Generatorleistung trotz unterschiedlicher Gierfehler vor.

Abschätzung der optimalen Generatorleistung bei verschiedenen Gierfehlern

Um eine Abschätzung zur optimalen Generatorleistung bei unterschiedlichen Gierfehlern und Windgeschwindigkeiten treffen zu können, wurde im Folgenden eine Polynomfunktion 2. Grades nach der Methode der kleinsten Quadrate genutzt und getestet. Im

Zunächst wurden die Generatorleistungen bei denselben Windgeschwindigkeit und Gierfehlern ins Verhältnis zur Referenzleistung ($\gamma = 0°$) gesetzt und in Abbildung 8 dargestellt. Die jeweiligen Generatorleistungen sind farblich einer bestimmten Windgeschwindigkeit zugeordnet und in Form eines bunten leeren Kreises dargestellt. Über diese Datensätze wurde anschließend eine Kurvenanpassung mit einer Polynomfunktion 2. Grades nach der Methode der kleinsten Quadrate durchgeführt. Die Funktionsweise dieser Methode ist gut in der Literatur dokumentiert und dessen Erklärung deshalb nicht Bestandteil dieser Arbeit. Die ausgefüllten Kreise repräsentieren die Maxima der jeweiligen Polynomfunktionen. An dieser Stelle liegt theoretisch die höchste elektrische Leistung bei der jeweiligen Windgeschwindigkeit vor. Aus diesen Scheitelpunkten (Peaks) wurde anschließend ein Durchschnittswert ermittelt, welche durch eine gestreifte Linie dargestellt wird. Die Maxima liegen, aufgrund der sehr idealisierten Simulationsumstände, sehr dicht an dem Gierfehler $\gamma = 0°$, weshalb die Mittelung der Peaks in dieser Abbildung nur zu Erahnen ist. Der Mittelwert aller Peaks liegt bei einem Gierfehler von $\gamma_G = -0{,}07°$. Diese geringe Abweichung des Mittelwertes aller Peaks zur Generatorleistung bei $\gamma = 0°$ resultiert zum einen aus den Regler bedingten Schwankungen innerhalb der Simulation und zum anderen aus der vereinfachten Kurvenanpassung mithilfe einer Polynomfunktion 2. Grades. Der Verlauf der Generatorleistung bei einer Windgeschwindigkeit v_W von 11 $\frac{m}{s}$ zeigt, dass mit dem Erreichen der Nennleistung keine solide Beschreibung der Datensätze mehr mit der Polynomfunktion möglich ist. Die Leistung fällt bis zu einem bestimmten Gierfehler nicht mehr ab. Der Peak der genutzten Polynomfunktion liegt hierbei über der maximalen Generatorleistung. Die Anpassungsgüte liegt bei $R^2 \geq 0{,}99$ (Ausnahme bei $v_w = 11\frac{m}{s}$) und ist damit sehr hoch. Die berechneten Polynomfunktionen wurden zusätzlich noch mit einem Konfidenzintervall versehen, welches jedoch aufgrund der sehr gut angepassten Kurven sehr eng ausfällt.

Abschätzung des Leistungsverlustes durch Gierfehler

In der Literatur wird die Reduzierung der Rotorleistung durch Gierfehler häufig vereinfacht mit dem Kosinus beschrieben. Nach der Formel

$$\boldsymbol{P_{Rotor} \approx \frac{1}{2}\rho A_{Rotor}(v_w)^3 c_p cos^k(\gamma_G)} \tag{3}$$

wird die Rotorleistung P_{Rotor} aus der Multiplikation von der Luftdichte ρ, der Rotorfläche A_{Rotor}, der Windgeschwindigkeit v_w dem Leistungsbeiwert c_p berechnet. Unter Zuhilfenahme des Faktors $cos^k(\gamma_G)$ mit dem Exponenten k und dem Gierfehler γ_G, kann vereinfacht die Reduzierung der Rotorleistung angegeben werden. Unter der Verwendung der Impulstheorie wurde für den Exponenten $k = 3$ berechnet [14]. In einigen Simulationen und Messungen wurden Werte für k im Bereich zwischen 1,88 und 5,14 ermittelt [15].

Anhand der Simulationsdaten wurde der Exponent k in Abbildung 9 für verschiedene Windgeschwindigkeiten ermittelt. Hierzu wurde der Leistungsverlust $V_{el}(\gamma_G)$ bei den Windgeschwindigkeiten $v_W = 3{,}0\,\frac{m}{s}$ bis $11\,\frac{m}{s}$ in $0{,}5\,\frac{m}{s}$ - Schritten berechnet und über die verschiedenen Gierfehler aufgetragen. Die schwarzen Linien repräsentieren den Leistungsverlust $V_{el}(\gamma_G)$ bei $cos^k(\gamma_G)$ mit den Exponenten $k = 1;\ 2;\ 3$.

Für die Ermittlung des jeweiligen Exponenten k wurde eine Kurvenanpassung (bunte Linien) unter Zuhilfenahme der Simulationsergebnisse (bunte leere Kreise) und auf der Grundlage einer Kosinusfunktion nach der Methode der kleinsten Quadrate genutzt. Die Werte für den Exponenten variieren von $k = 4{,}75$ bei einer Windgeschwindigkeit von $v_w = 3\,\frac{m}{s}$ bis $k = 2{,}13$ bei einer Windgeschwindigkeit von $v_w = 11\,\frac{m}{s}$. Auffällig ist, dass der Exponent k mit steigender Windgeschwindigkeit v_W kontinuierlich (aber nicht gleichmäßig) absinkt. Bei geringen Windgeschwindigkeiten ($3\,\frac{m}{s}$ bis $4\,\frac{m}{s}$) wird der Leistungsverlust $V_{el}(\gamma_G)$ im Vergleich zu der Impulstheorie unterschätzt. Zwischen $5\,\frac{m}{s}$ bis $10\,\frac{m}{s}$ liegt der Leistungsverlust $V_{el}(\gamma_G)$ sehr nah an dem Ansatz der Impulstheorie (identisch bei $6\,\frac{m}{s}$). Wie bereits in Abbildung 8 deutlich wurde, wird mit dem Erreichen der Nennleistung die Qualität der Kurvenanpassung geringer (ab $11\,\frac{m}{s}$). Der Mittelwert aller Exponenten im gesamten Windgeschwindigkeitsbereich liegt bei $k = 3{,}1$.

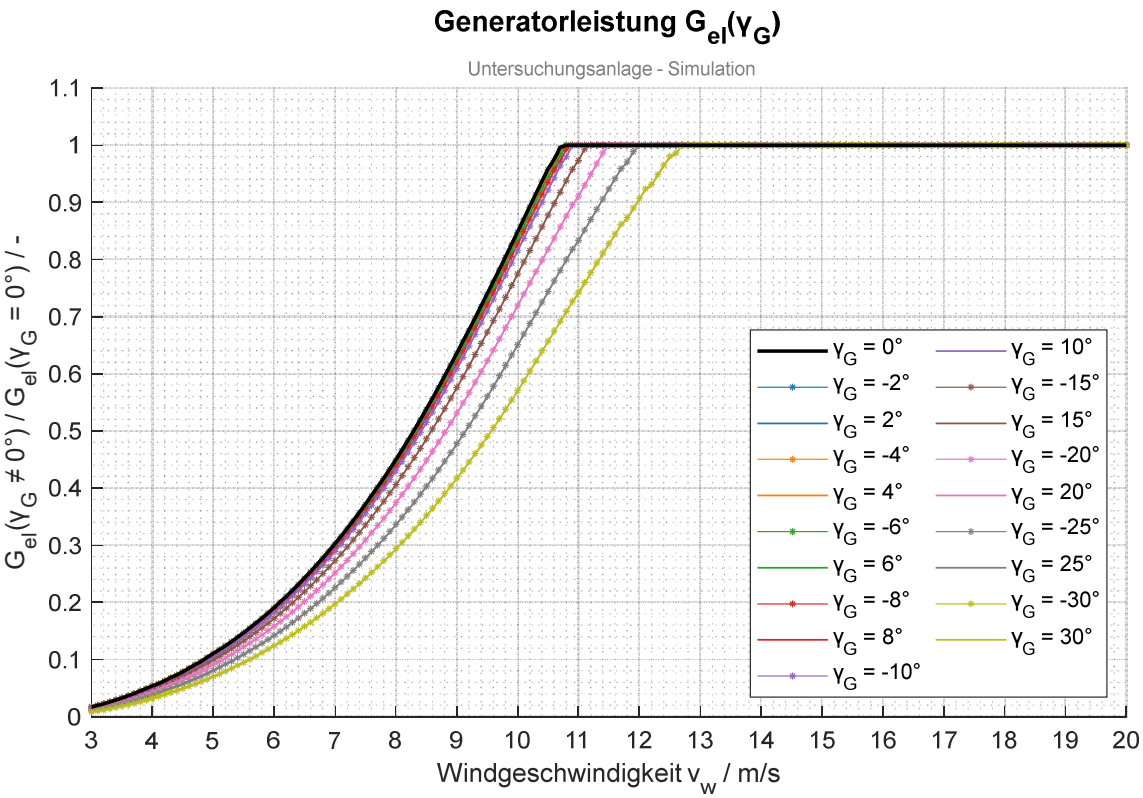

Abbildung 6 Einfluss verschiedener Gierfehler γ_G auf die Generatorleistung G_{el} (Simulation)

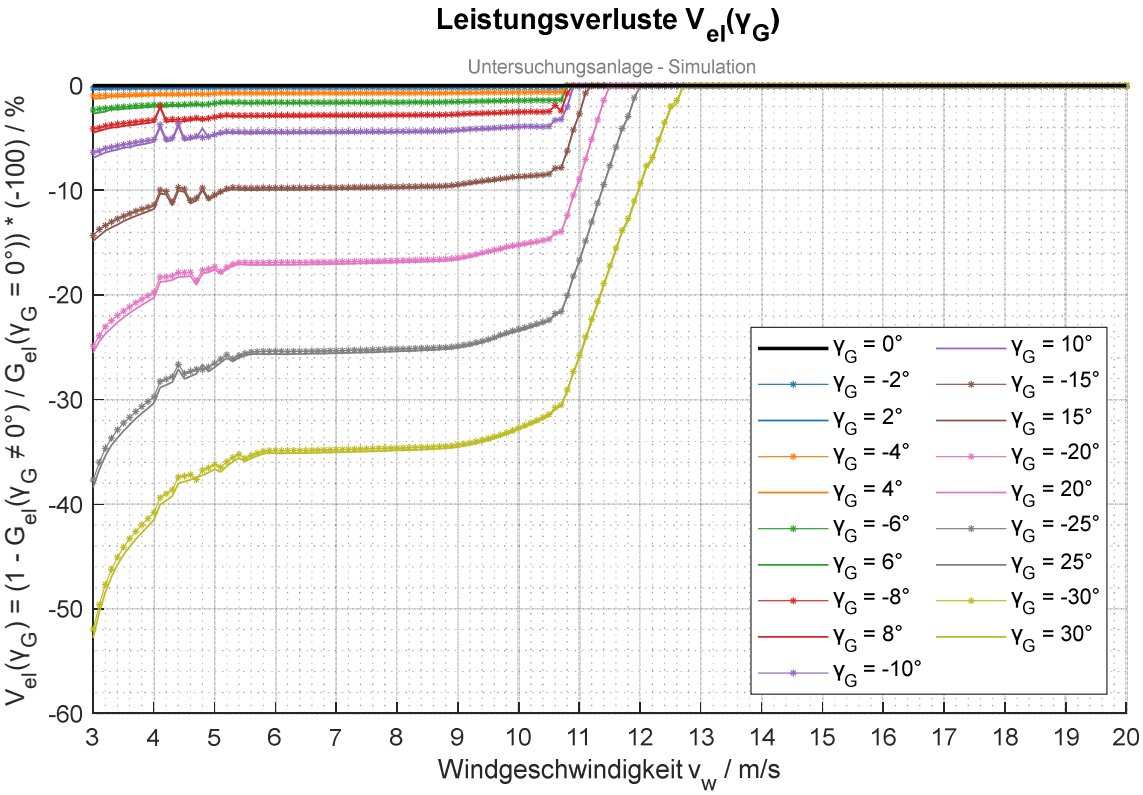

Abbildung 7 prozentuale Leistungsverluste V_{el} bei verschiedenen Gierfehlern γ_G (Simulation)

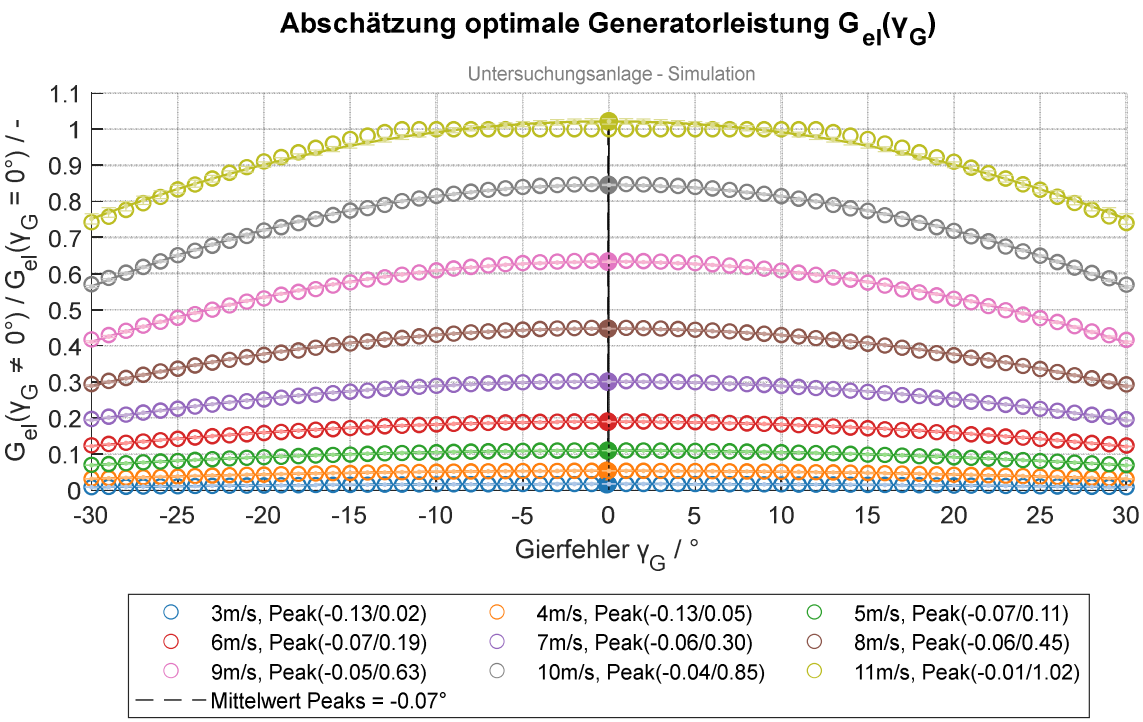

Abbildung 8 Abschätzung der optimalen Generatorleistung G_{el} bei verschiedenen Gierfehlern γ_G und Windgeschwindigkeiten v_W

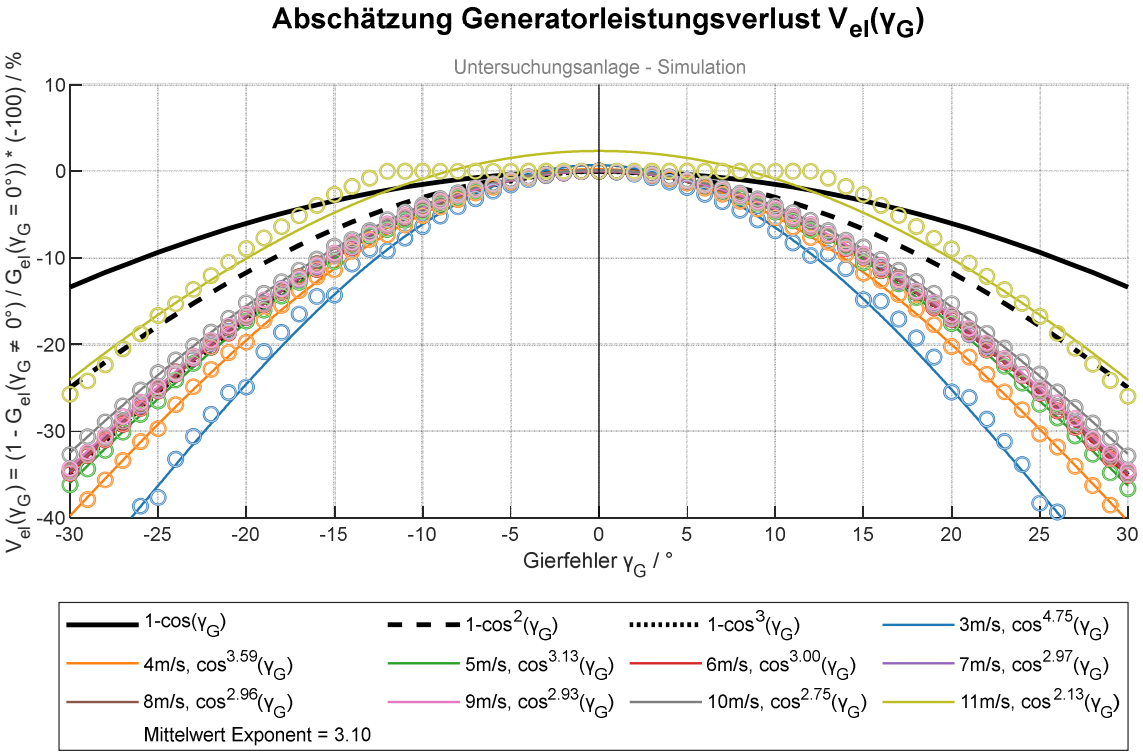

Abbildung 9 Abschätzung des Generatorleistungsverlustes V_{el} mit dem Konius bei verschiedenen Gierfehern γ_G und Windgeschwindigkeiten v_W

4 Messkampagne

Im folgenden Kapitel wird ein kurzer Überblick zu der genutzten Referenzanlage sowie dem dort verbauten Messsystem gegeben. Darüber hinaus wird die Messdatenzusammenführung und auf das Prinzip der aktiven Fehlausrichtung dargestellt. Nach einem quantitativen Messdatenüberblick wird die Auswertung in Anlehnung an das Kapitel 3 vorgenommen.

4.1 Untersuchungsanlage MM92 und verbautes Messsystem

Die Messkampagne wurde an einer WEA vom Typ MM92 von Siemens Gamesa (ehemals Senvion) am Standort Eggebek (Schleswig-Holstein) umgesetzt. Für weitergehende Informationen zum Standort wird auf ein vorrangegangenes Forschungsprojekt im WETI verwiesen (siehe [16]).

Bei den Abbildung 10 und Abbildung 11 handelt es sich um Nahaufnahmen von der Untersuchungsanlage (Ansicht: links und rechts aus einer vorgelagerten Position). An der Rotornabenverkleidung sind drei Ultraschallsensoren in 120°-Abständen von ROMO Wind GmbH installiert. Diese drei Sensoren fungieren als Spinneranemometrie. Für weitergehende Informationen zum Aufbau und zur Funktion dieser Technik wird auf [17] und [18] verwiesen.

Im Inneren des Turms ist ein Lastmesssystem in Anlehnung an IEC 61400-13 verbaut [3]. Der Aufbau des Lastmesssystem und das generelle Vorgehen zur Datenerfassung ist in [16] dokumentiert. Das dort beschriebene Vorgehen zur Mesdatenumwandlung in physikalische Größen wurde kontinuierlich weiterentwickelt und ausgebaut.

Abbildung 10 Untersuchungsanlage MM92: Blick auf das Rotorblattsystem inklusive Nabe (Ansicht: von links aus einer vorgelagerten Position)

Abbildung 11 Untersuchungsanlage MM92: Blick auf das Rotorblattsystem inklusive Nabe (Ansicht: von rechts aus einer vorgelagerten Position)

4.2 Messdatenzusammenführung

Mit dem Start der Messkampagne am 07.11.2018 erfolgte eine zeitsynchrone (hochauflösende) Datenaufzeichnung von ausgewählten SCADA- und Lastsignalen und die Spinneranemometrie-Messung durch den Projektpartner ROMO Wind. Nach einigen Tests erfolgte am 07.12.2018 die dauerhafte Aktivierung verschiedener Offsets zur Erweiterung der Fehlausrichtung (siehe Kapitel 4.3).

Nach der Datenerfassung wurden die Datensätze der Spinneranemometrie und des Lastmesssystems (zusammen mit den SCADA-Daten) zusammengeführt und einem erneuten Datencheck unterzogen. Fehlerhafte Datensätze wurden hierbei aussortiert oder bereinigt.

Nach der Datenzusammenführung und -bereinigung erfolgte die Auswertungsphase mit dem Aufbau von zwei spezifischen Datenbänken für die nachgelagerten Analysen. In Abbildung 12 sind die wesentlichen Schritte vereinfacht dargestellt. Die ausgegraute Box mit dem Datenpool für die Lasten wird aufgrund der genannten Gründe (Kapitel 1.4) in dieser Ausarbeitung nicht genutzt.

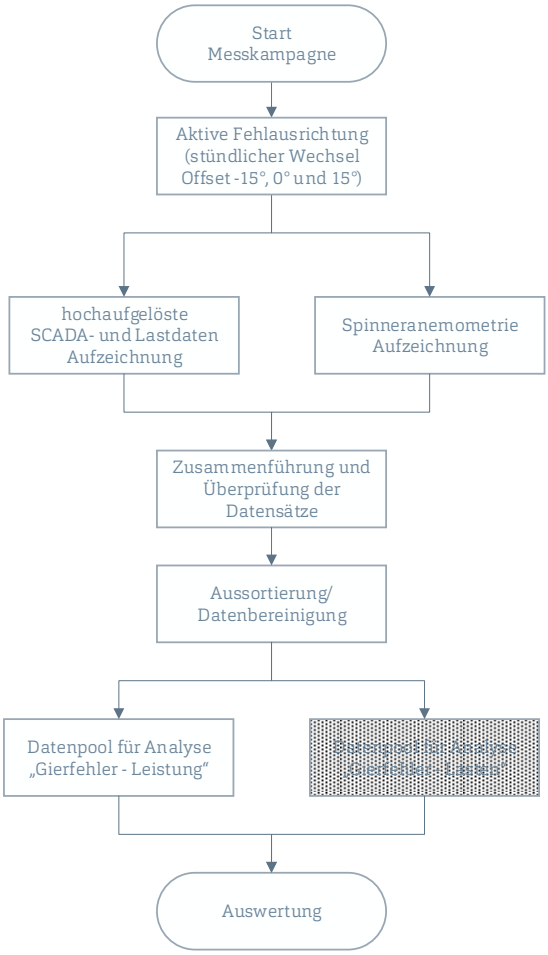

Abbildung 12 Flowchart über die Messdatenzusammenführung

4.3 Umsetzung „aktive Fehlausrichtung“

Ein Teilziel des Projektes bestand in der Erweiterung des herstellerseitig vorgesehenen Gierfehlerbereiches. Für die Umsetzung dieser „aktiven Fehlerausrichtung“ wurden verschiedene Offsets in den Regelalgorithmus der Windrichtungsnachführung implementiert. Die Nachführung funktioniert hierbei weiter wie in Kapitel 2.2.2 Regelung der Windrichtungsnachführung beschrieben. Durch dieses Verfahren war es möglich, dass mehr Messzeitreihen in den überweise nicht vorgesehen Grenzbereichen der zulässigen Gierfehler und auch darüber hinaus aufgezeichnet wurden.

Abbildung 13 zeigt ein vereinfachtes Blockschaltbild über das Prinzip der Offset-Implementierung zur Ausweitung des Gierfeherbereiches.

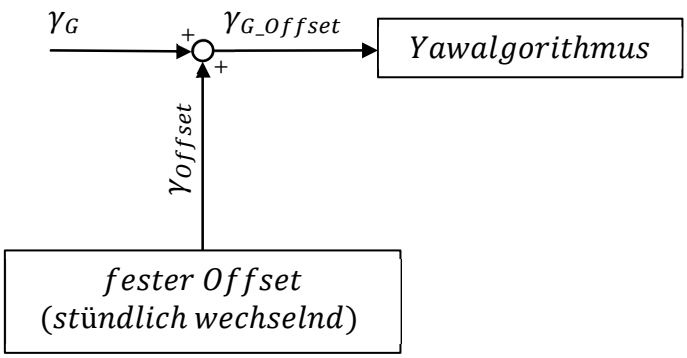

Abbildung 13 vereinfachtes Blockschaltbild zur Implementierung eines Offsets zur aktiven Fehlausrichtung

Auf das Signal des Gierfehlers γ_G (entspricht der relativen Windrichtung) wird im stündlichen Wechsel ein Offset γ_{Offset}addiert. Anschließend wird der manipulierte Gierfehler γ_{G_Offset} an den Yawalgorithmus übergeben. Der Wert des Offsets beträgt $\pm 15°$ oder 0° und variiert nach dem Schema +15°, 0°, -15°, 0°, -15°, …, 0°. Bei einem Offset von 0° wird das unveränderte Eingangssignal für den Controller genutzt. Der Offset +15° erzeugt eine digitale Windrichtungsverschiebung nach rechts bzw. bei $-15°$ nach links (von oben in Windrichtung betrachtet). Der Offset wird über einen zeitlichen Mittelwert, zur Verhinderung von Sollwertsprüngen, verzögernd auf das ursprüngliche Signal addiert.

Aus Sicherheitsgründen wurde der Offset bei höheren Windgeschwindigkeiten über eine bestimmte Zeit automatisch deaktiviert und bei verringerten Windgeschwindigkeiten anschließend wieder aktiviert.

Im folgenden Teilkapitel wird die quantitative Ausprägung der Messzeitreihen unter der Berücksichtigung der Offsets aufgezeigt.

4.4 Messdatenüberblick

Die nachfolgenden Auswertungen basieren auf der Datenerfassung zwischen dem 07.11.2018 bis zum 31.12.2019. Die Datensätze umfassen jeweils einen Zeitumfang von 10 Minuten. Von den insgesamt 60.397 Zeitreihen (ca. 419 Messtage) im Untersuchungszeitraum blieben nach der Zusammenführung mit externen Datensätzen (Spinneranemometrie) und der Bereinigung von fehlerhaften und unvollständigen Aufzeichnungen noch insgesamt 54.742 (ca. 380 Messtage) für weitergehende Untersuchungen übrig. Damit steht mehr als ein komplettes Jahr an Messdaten zur Verfügung. Für die nachfolgenden Untersuchungen wurden zwei verschiedene Messdatenbasen aufgebaut. Innerhalb der ersten Datenbasis wurden nur Daten vom SCADA, in der zweiten Datenbasis eine Kombination aus SCADA- und die Spinneranemometrie-Daten, genutzt.

Filterung unter ausschließlicher Nutzung der SCADA-Daten

Für die Filterung unter der ausschließlichen Nutzung der SCADA-Daten wurden zunächst ausgewählte statistische Parameter von bestimmten Signalen berechnet. In Tabelle 2 sind die genutzten Parameter für die Filterung sowie deren quantitativen Vorgaben dokumentiert.

Tabelle 2 Filterung der Messdaten unter Verwendung von SCADA-Signalen

statistische Parameter	Filtervorgaben
Windgeschwindigkeit v_w • Mittelwert	$3\frac{m}{s} \leq v_w < 20\frac{m}{s}$ in $0{,}5\frac{m}{s}$ - Schritten
Gierfehler γ_{Us} • Mittelwert	$-30{,}5° \leq \gamma_{Us} < 30{,}5°$ in 1° - Schritten
Wirkleistung W_{el} • Minimum • Mittelwert	 $W_{el} > 0\ kW$ $W_{el} > 0\ kW$
Offset für Windrichtungssignal γ_{Offset_x} • Mittelwert	$\gamma_{Offset_1} = -15°, \gamma_{Offset_2} = 0°, \gamma_{Offset_3} = 15°$

Nach der Filterung reduzierte sich die Datenbasis von 54.742 auf 46.109 (ca. 320 Messtage) nutzbare Zeitreihen. In Abbildung 14 wird die Verteilung der nutzbaren Zeitreihen, kategorisiert nach verschiedenen Gierfehlern γ_{Us} und der Verwendung des jeweiligen Offsets, dargestellt. Der Gierfehler γ_{Us} (Us – Ultraschallsensor auf Gondeldach) entspricht dem Gierfehler γ_G und wurde aus Gründen der Übersichtlichkeit in dieser Filterung umbenannt. Die weißen Balken zeigen die Summe in dem jeweiligen Gierfehlerbins aus den drei Kategorien (Offset 0°, 15° und −15°). Diese drei Kategorien sind durch verschiedene bläuliche Farbabstufungen unterteilt. Es sind 26.076 (ca. 181 Messtage) ohne einen Offset und 10.032 bzw. 10.001 (je ca. 70 Messtage) mit je einem Offset von 15° und −15° aufgezeichnet worden.

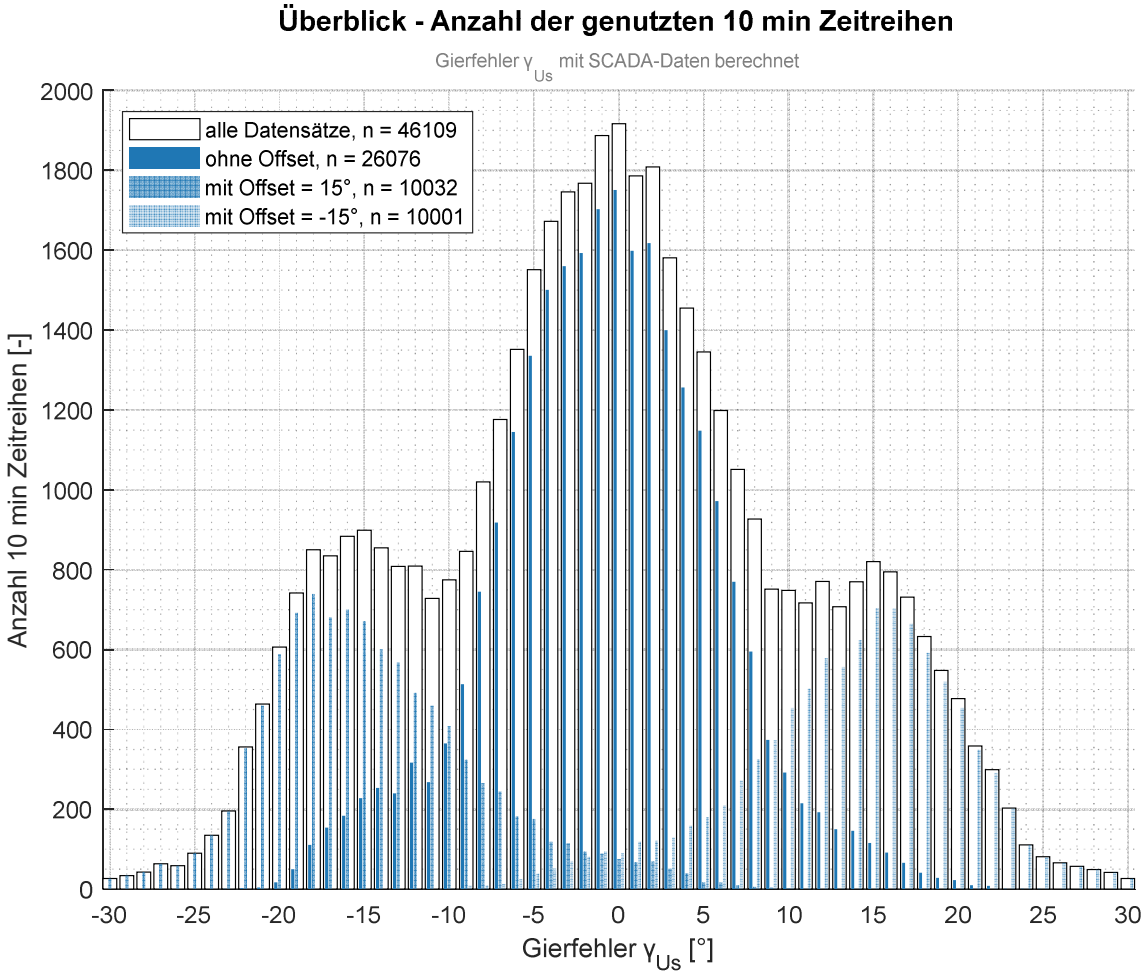

Abbildung 14 Verteilung der Anzahl der Messzeitreihen auf unterschiedliche Gierfehler φ_{Us}

Es wird deutlich, dass ohne die Verwendung des Offsets eine annähernd gleichmäßige Verteilung der Zeitreihen in einem Gierfehlerbereich zwischen $\gamma_{Us} = -20°$ bis $\gamma_{Us} = 20°$ stattgefunden hat. Durch den Offset wurden die Anzahl der Zeitreihen in diesen Randbereichen deutlich erhöht und bis $\gamma_{Us} = \pm 30°$ erweitert.

Filterung unter Nutzung der Spinneranemometrie-Daten

Die zweite Datenbasis wurde auf der Grundlage der Gierfehlerberechnungen aus den Spinneranemometrie-Messungen mit dem Gierfehler γ_{Sa} (Sa – Spinneranemometrie) durchgeführt. Zur Filterung wurden, die in Tabelle 3 hinterlegten statistischen Parameter aus den 10 Minuten Zeitreihen verwendet.

Tabelle 3 Filterung der Messdaten unter Verwendung von SCADA- und Spinneranemometrie-Signalen

statistische Parameter	Filtervorgaben
Windgeschwindigkeit v_w • Mittelwert	$3\frac{m}{s} \leq v_w < 20\frac{m}{s}$ in $0{,}5\frac{m}{s}$ - Schritten
Gierfehler γ_{Sa} • Mittelwert	$-30{,}5° \leq \gamma_{Sa} < 30{,}5°$ in 1° -Schritten
Wirkleistung W_{el} • Minimum • Mittelwert	 $W_{el} > 0kW$ $W_{el} > 0kW$
Offset für Windrichtungssignal γ_{Offset_x} • Mittelwert	$\gamma_{Offset_1} = -15°, \gamma_{Offset_2} = 0°, \gamma_{Offset_3} = 15°$

Nach der Filterung der in Tabelle 3 hinterlegten Parametern, reduzierte sich die Datenbasis von 54.742 auf 40.502 Datensätze (ca. 281 Messtage). Es stehen im Gierfehlerbereich von $\gamma_{Sa} \pm 30°$ damit insgesamt ca. 40 Messtage weniger als bei der SCADAbasierten Ermittlung des Gierfehlers γ_{Us} zur Verfügung. In Abbildung 15 ist die quantitative Verteilung der Zeitreihen nach dem Gierfehlers γ_{Sa} dargestellt. Die weißen Balken zeigen die Summe in dem jeweiligen Gierfehlerbins aus den drei Kategorien (Offset 0°, 15° und −15°). Diese drei Kategorien sind durch orange Farbabstufungen differenziert worden. Im Gegensatz zur SCADAbasierten Gierfehlerermittlung fällt auf, dass die Gesamtheit aller Zeitreihen in den positiven Gierfehlerbereich verschoben ist. Insbesondere die Zeitreihen während des aktivierten Offsets unterschieden sich deutlich. Die Anzahl die Anzahl der Zeitreihen mit den einem Offset von $\gamma_{Offset_3} = 15°$ (10.032) ist fast doppelt so groß wie die mit einem Offset von $\gamma_{Offset_1} = -15°$ (5.027) im Gierfehlerbereich von $\pm 30°$. Die quantitative Ausprägung pro Gierfehlerbin ist mit dem Offset

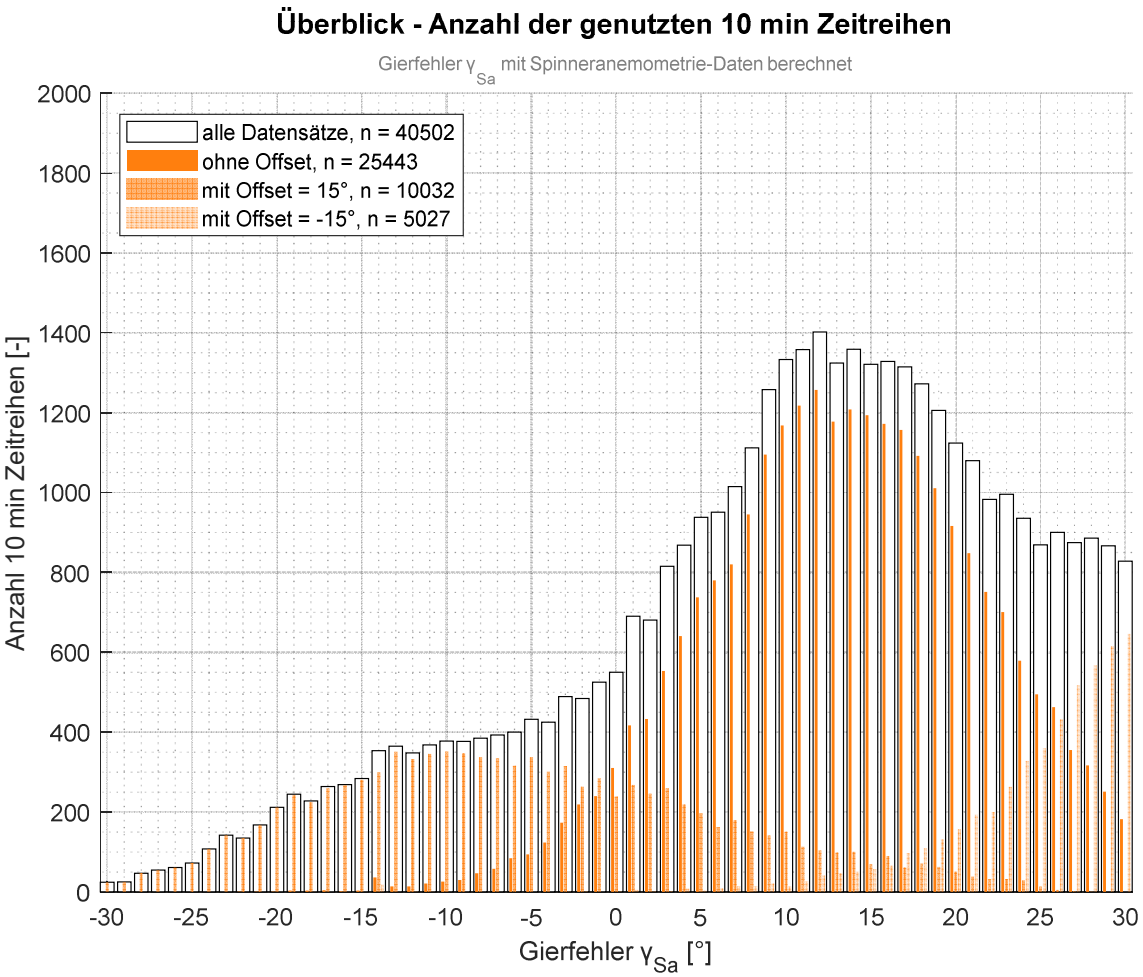

Abbildung 15 Verteilung der Anzahl der Messzeitreihen auf unterschiedliche Gierfehler φ_{Sa}

γ_{Offset_1} und γ_{Offset_3} teilweise sehr unterschiedlich. Vergleich man z.B. den Bin mit der jeweiligen maximalen Anzahl bei γ_{Offset_1} und γ_{Offset_3}, dann liegt in diesem Fall ein Unterschied von über 45 % vor. Durch die Erweiterung des Untersuchungsbereiches innerhalb der positiven Gierfehler würde sich die Anzahl der Zeitreihen mit dem Offset $\gamma_{Offset_3} = 15°$ angleichen (nicht dargestellt).

Eine Analyse über das Zustandekommen der unterschiedlichen Verteilungen zwischen Gierfehler γ_{Us} und γ_{Sa} ist nicht Bestandteil des vorliegenden Projektberichtes.

4.5 Ergebnisse

Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse aus den zuvor angelegten Datensätzen dargestellt. Bei den durchgeführten Analysen handelt es sich um die gleichen wie in Kapitel 3. Um eine Nutzung von repräsentativen Datenpunkte sicherzustellen, wurden nur Datensätze verwendet, welche mit mindestens sechs verschiedenen Zeitreihen vorlagen. Im Unterschied zur Simulation wird an dieser Stelle die Wirkleistung W_{el} der Anlage und nicht die Generatorleistung G_{el} genutzt. In zukünftigen Untersuchungen ist eine verbesserte Anpassung der Untersuchungsparameter geplant.

4.5.1 Einfluss von Gierfehlern γ_{Us} auf die Wirkleistung W_{el} (SCADA)

In Abbildung 16 werden die Leistungskurven unter Berücksichtigung von verschiedenen Gierfehlern γ_{Us} dargestellt. Die Leistungskennlinie bei einem Gierfehler von $\gamma_{Us} = 0°$ dient als Referenz. Es fällt auf, dass die größte Wirkleistung W_{el} im Betrachtungsbereich nicht durch die Referenzkennlinie erzielt wird. Die erzielten Wirkleistungen mit einem niedrigen negativen Gierfehler von $\gamma_{Us} = -2°; -4°; -6°; -8°; -10°$ erzielen bei gleichen Windgeschwindigkeiten bessere Ergebnisse als Referenzkennlinie mit dem Gierfehler $\gamma_{Us} = 0°$. Die Wirkleistungen mit positiven Gierfehlern unterschreiten wiederum fast immer die Referenzkennlinie. Bei den größeren Gierfehlern (z.B.: $\gamma_{Us} = \pm 25°; \pm 30°$) liegen nur geringe Datensätze vor, weshalb keine vollständige Leistungskurve dargestellt werden kann. Nach dem Erreichen der entsprechenden Windgeschwindigkeit für die Nennleistung spielt der Gierfehler in Bezug auf die Leistungsentnahme des Windes keine Rolle mehr, sofern dieser konstant bleibt.

Die prozentualen Leistungsverminderungen durch die Gierfehler γ_{Us} im Vergleich zur Referenzleistungskennlinie sind in Abbildung 17 noch einmal deutlicher zu erkennen. In der Region der Einschaltwindgeschwindigkeit ($v_{ein} \sim 3\frac{m}{s}$) liegen alle Wirkleistungen mit einem negativen Gierfehler über der Referenzleistung (Ausnahme: $\gamma_{Us} = -25°$). Auch bei zwei positiven Gierfehlern von $\gamma_{Us} = 2°$ und $4°$ wurde eine um ca. 8 % höhere Leistung gegenüber $\gamma_{Us} = 0°$ gemessen. Bei höheren Windgeschwindigkeiten von $v_{ein} \sim 13\frac{m}{s}$ sind alle Leistungskennlinien im Bereich der Nennleistung.

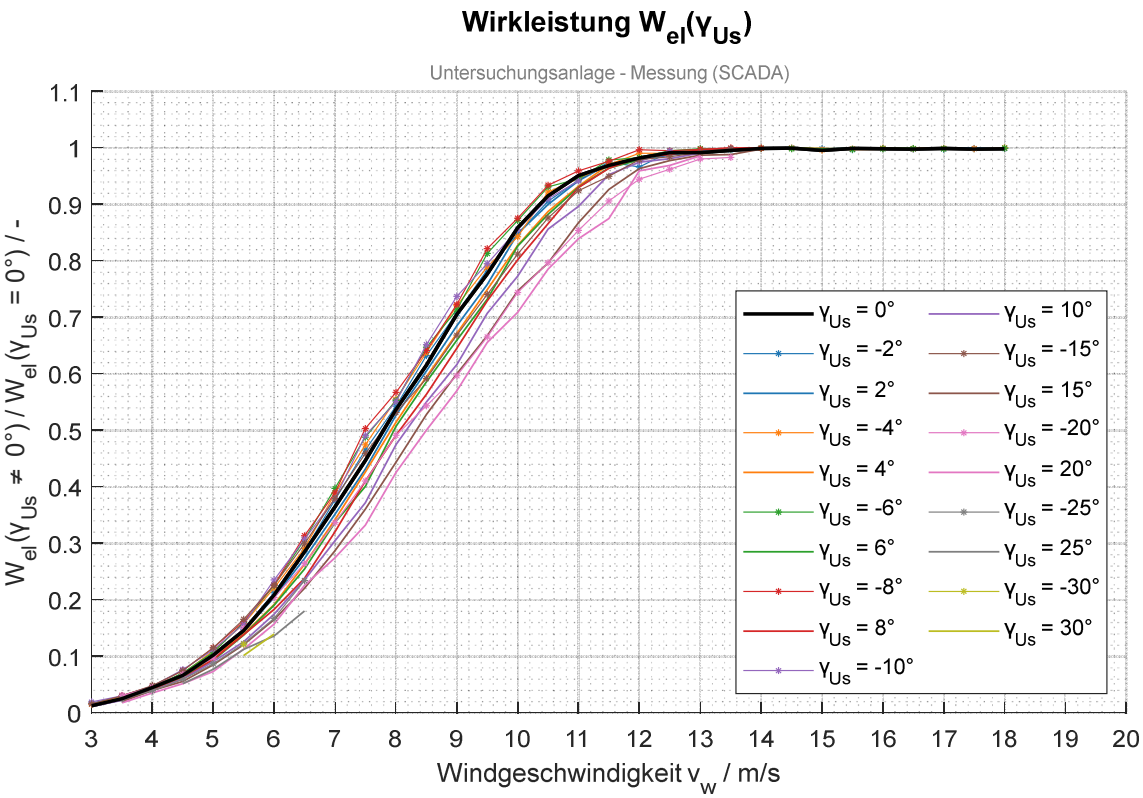

Abbildung 16 Einfluss verschiedener Gierfehler γ_{Us} auf die Generatorleistung W_{el}(Messung)

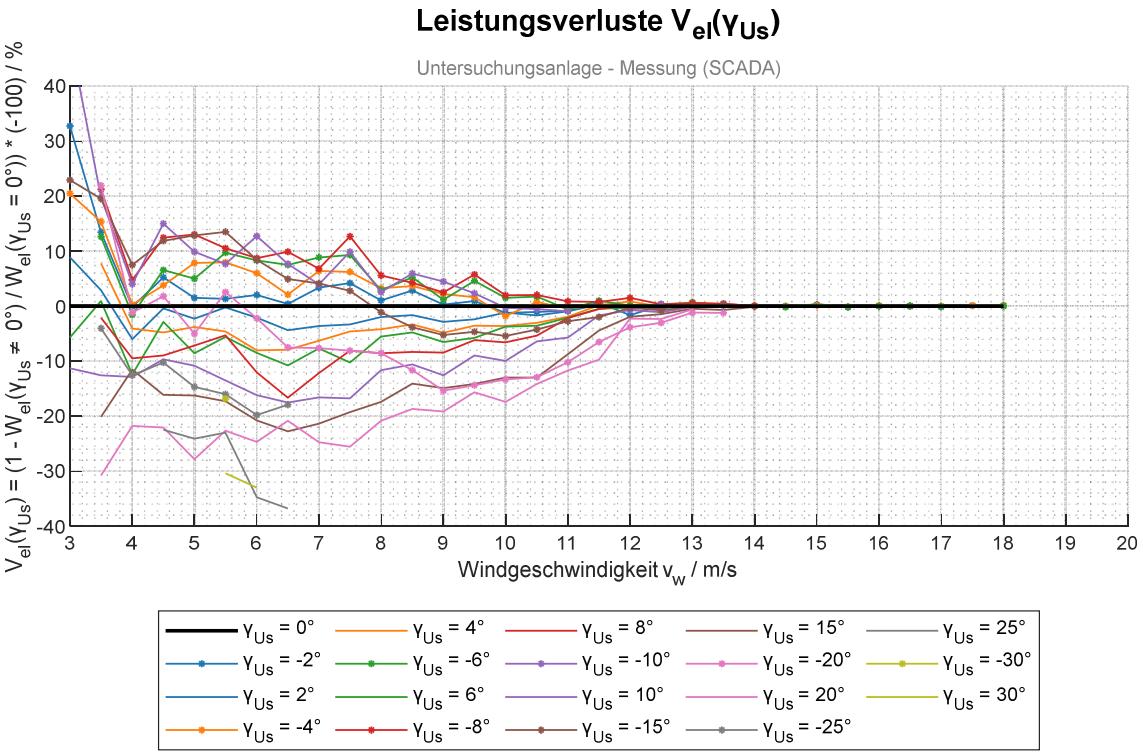

Abbildung 17 prozentuale Leistungsverluste $V(\gamma)$ durch verschiedene Gierfehler γ_{Us} (Messung)

In Abbildung 18 sind die Ergbnisse zur Abschätzung des Gierfehlers γ_{Us} für die optimale Wirkleistung W_{el} dargestellt. Hierzu wurden die Mittelwerte der Wirkleistungen (bunte Kreise) bei verschiedenen Gierfehlern und Windgeschwindigkeiten berechnet. Zur (vereinfachten) Beschreibung dieser Mittelwerte wurde eine Kurvenanpassung mit einer Polynomfunktion 2. Grades, unter Nutzung der Methode der kleinsten Quadrate, genutzt. Fehlende Werte, z.B. bei größeren Gierfehlern, wurden nicht mit betrachtet. Die Polynomfunktionen wurden jeweils mit einem Konfidenzband von 95 % versehen (senkrechte farbige Balken). Es fällt auf, dass die Scheitelpunkte der Polynomfunktionen stets im negativen Gierfehlerbereich vorliegen. Der Mittelwert aller betrachteten Peaks liegt bei einem Gierfehler $\gamma_{Us} = -5{,}81°$. Anhand dieser Abschätzung kann geschlussfolgert werden, dass bei der WEA tendentiell eine suboptimale Windrichtungsnachführung in allen untersuchten Windgeschwindigkeitsbereichen vorliegt.

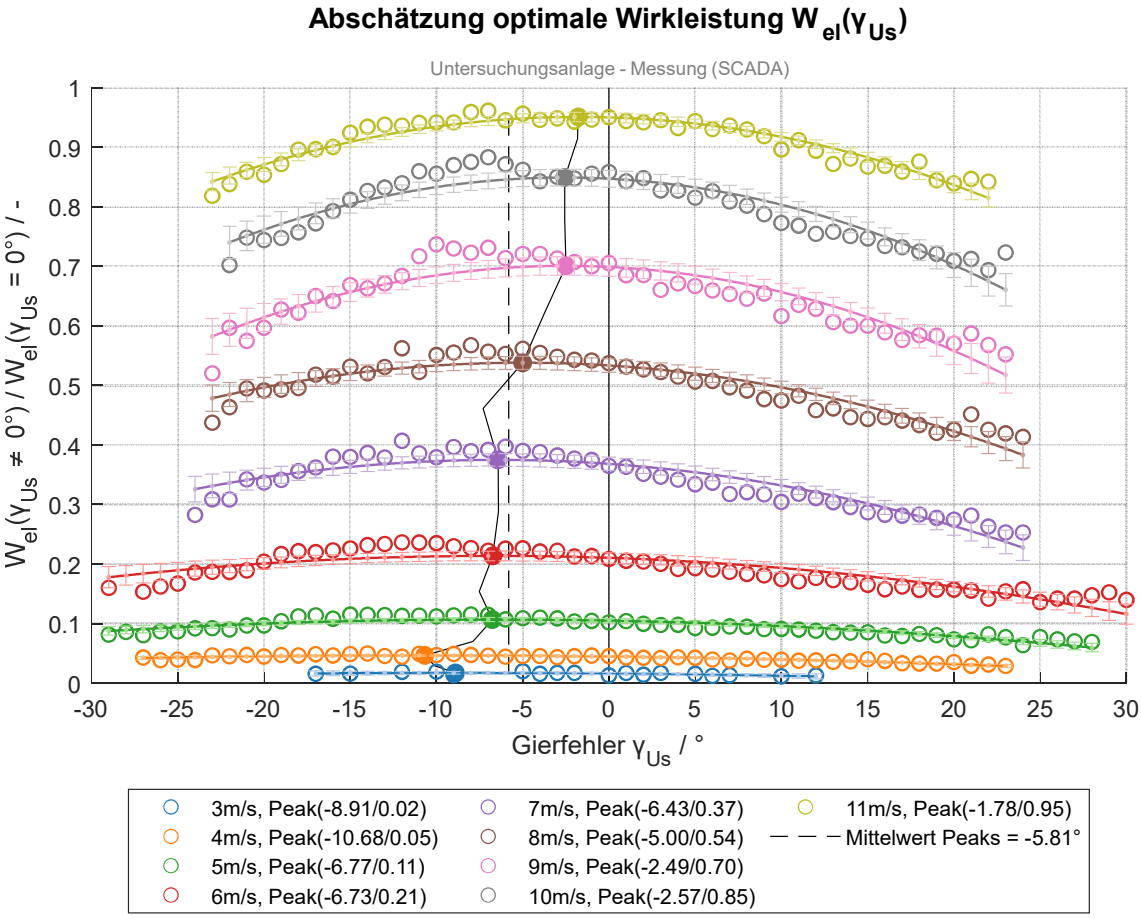

Abbildung 18 Abschätzung der optimalen Wirkleistung W_{el} bei verschiedenen Gierfehlern γ_{Us} und ausgewählten Windgeschwindigkeiten (Messung)

Die Abschätzung des Leistungsverlustes mit dem vereinfachten Kosinus-Ansatz wird in Abbildung 19 dargestellt. Hierzu wurden die Leistungsverluste V_{el} von verschiedenen Gierfehlern γ_{Us} bei ausgewählten Windgeschwindigkeiten v_W ermittelt. Anschließend wurden mittels einer Kurvenanpassung auf der Grundlage einer Kosinusfunktion mit der Methode der kleinsten Quadrate die jeweiligen Exponenten k von $cos^k(\gamma_{Us})$ berechnet. Die schwarzen Linien zeigen den idealisierten Leistungsverlust mit $k = 1;\ 2;\ 3$.

Auffällig ist, dass die angepasste Kurve bei einer Windgeschwindigkeit $v_W = 3\ \frac{m}{s}$ deutlich heraussticht und zum anderen, dass alle dargestellten Anpassungskurven in den 2. Quadraten verschoben sind. Wie bereits in den Abbildung 16,Abbildung 17 und Abbildung 18 wird deutlich, dass bei negativen Gierfehlern eine höhere Wirkleistung bzw. weniger Wirkleistung bei positiven Gierfehlern erzielt wird. Die berechneten Werte für den Exponenten k liegen zwischen 1,7 und 3,5 (mit Ausnahme von $k = 8{,}9$ bei $3\frac{m}{s}$). Der Mittelwert aller Exponenten k (von $3\frac{m}{s}$ bis $11\frac{m}{s}$ in 0,5 $\frac{m}{s}$ Schritten) beträgt $k = 3{,}18$.

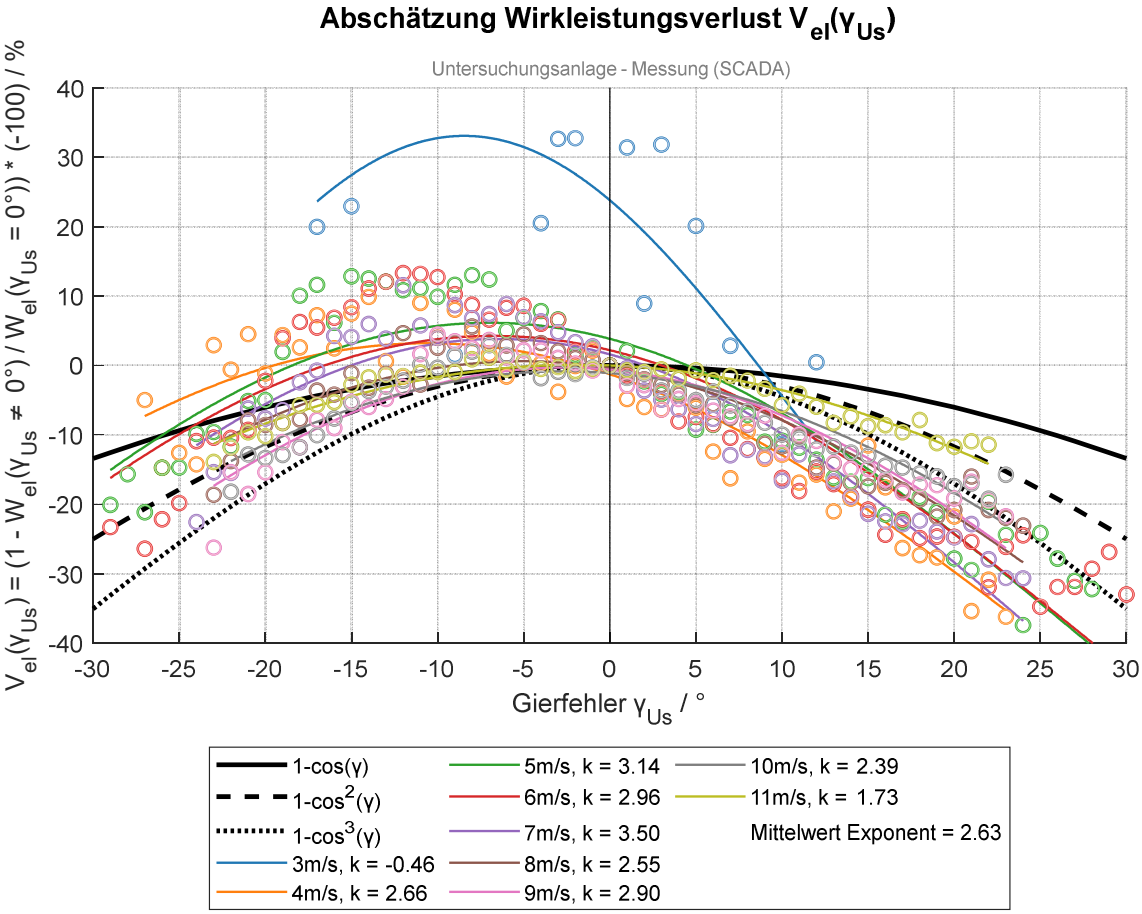

Abbildung 19 Abschätzung des Wirkleistungsverlustes V_{el} über verschiedene Gierwinkel γ_{Us} bei ausgewählten Windgeschwindigkeiten mit Hilfe des Kosinus-Ansatzes (Messung)

4.5.2 Einfluss von Gierfehlern γ_{Sa} auf die Wirkleistung W_{el} (Spinneranemometrie)

Im folgenden Kapitel werden die voran gegangenen Analysen aus 4.5.1 wiederholt. Der Gierfehler γ_{Us} wird durch den aus der Spinneranemometrie gewonnene Fehlausrichtung γ_{Sa} ersetzt.

In Abbildung 20 werden die Leistungskurven in einem Windgeschwindigkeitsbereich von $v_W = 3\frac{m}{s}$ bis $20\frac{m}{s}$ von verschiedenen Gierfehlern γ_{Sa} dargestellt. Es fällt aus, dass die Referenzleistungskurve bei $\gamma_{Sa} = 0°$ in fast allen Windgeschwindigkeitsbins nicht die höchste Leistung erbringt, jedoch auch nur geringfügig schlechter als andere Leistungskurven ist. Bei keinem konstanten Gierfehler wird die höchste Wirkleitung über den gesamten Windgeschwindigkeitsbereich erreicht.

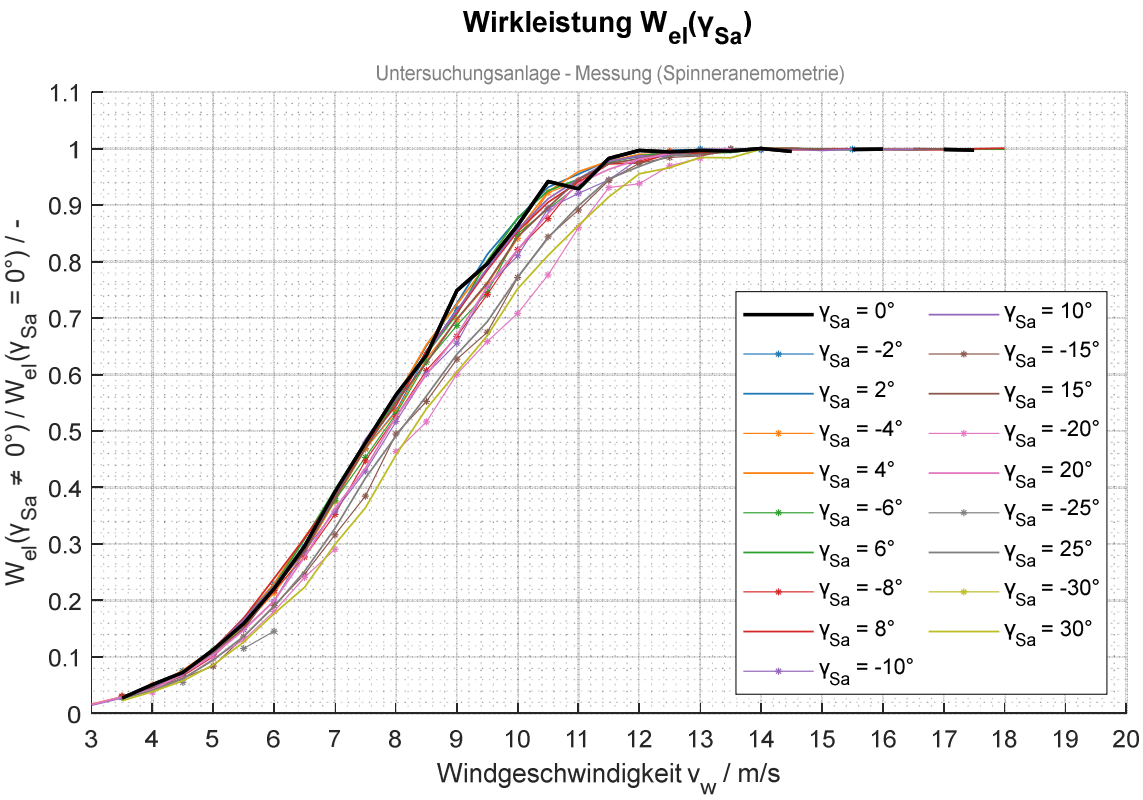

Abbildung 20 Einfluss verschiedener Gierfehler γ_{Sa} auf die Generatorleistung W_{el} (Messung)

Abbildung 21 zeigt einen Überblick über die erzielte Wirkleistung bei verschiedenen Gierfehlern im Verhältnis zur Referenzkennlinie bei $\gamma_{Sa} = 0°$. Ein genereller Trend ist nicht erkennbar, jedoch werden in verschiedenen Windgeschwindigkeitbins bessere Ergebnisse mit überwiegend positiven Gierfehlern erreicht. Bei der Referenzkennlinie lag bei $v_W = 3\frac{m}{s}$ keine ausreichende Anzahl an Messzeitreihen vor (mind. 6 Zeitreihen), weshalb kein Verhältnis zu den anderen Gierfehlern dargestellt ist. Innerhalb der Einschaltwindgeschwindigkeit der Anlage

erzielen z.B. die Gierfehler γ_{Sa} bei $-6°$ und $-8°$ ca. 11% bzw. 14% mehr Wirkleistung als bei der Referenz. Bereits bei $v_W = 4\frac{m}{s}$ ändert sich die Situation wiederum zu Gunsten von $\gamma_{Sa} = 0°$. Zwischen $v_W = 4{,}5\frac{m}{s}$ bis $7\frac{m}{s}$ sorgen überwiegend positive Gierfehler bis $\gamma_{Sa} = 10°$ für eine höhere Wirkleistung, wenngleich der Unterschied zur Referenz nur im einstelligen Bereich liegt. Ab ca. $v_W = 7\frac{m}{s}$ werden höhere Wirkleistungen überwiegend bei quantitativ niedrigen Gierfehlern erreicht. Mit dem Erreichen der Nennleitung gibt es, unabhängig vom Gierfehler, keine Fluktuationen mehr im Verlauf.

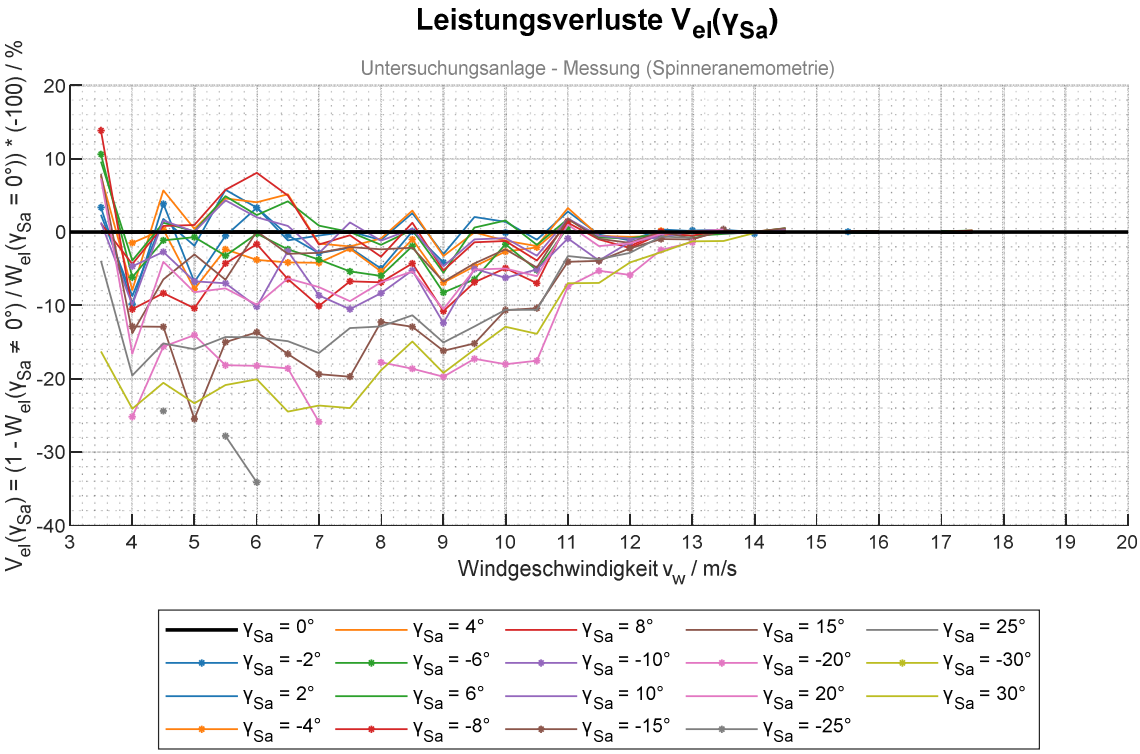

Abbildung 21 prozentuale Leistungsverluste $V(\gamma)$ durch verschiedene Gierfehler γ_{Sa} (Messung)

Bei der Abschätzung der optimalen Wirkleistung in Abbildung 22 wurden erneut die Wirkleistungsmittelwerte (bunte leere Kreise) bei verschiedenen Gierfehlern und Windgeschwin-digkeiten berechnet. Anahnd der Kurvenanpassung (Polynomfunktion 2. Grades, Methode der kleinsten Quadrate) können diese Mittelwerte vereinfacht beschrieben werden. Fehlende Werte haben keinen Einfluss auf die Berechnung. Mithilfe eines Konfidenzband von 95% wird der mögliche variierende Verlauf der Polynomfunktionen dargestellt (senkrechte farbige Balken). Die Scheitelpunkte der Polynomfunktionen sind durch farbige ausgefüllte Kreise dargestellt. Alle Mittelwerte (Ausnahme bei $v_W = 3{,}5\frac{m}{s}$) befinden sich im positiven Gierfehlerbereich. Im unteren Windgeschwindigkeitsbereich treten grö-

ßere Schwankungen der Mittelwerte aus und ab $v_W = 6{,}0\,\frac{m}{s}$ liegen die Mittelwerte der Polynomfunktionen bei den Gierfehlern zwischen $-5°$ und $-6°$. Der Mittelwert der Scheitelpunkte liegt bei $\gamma_{Sa} = 4{,}9°$.

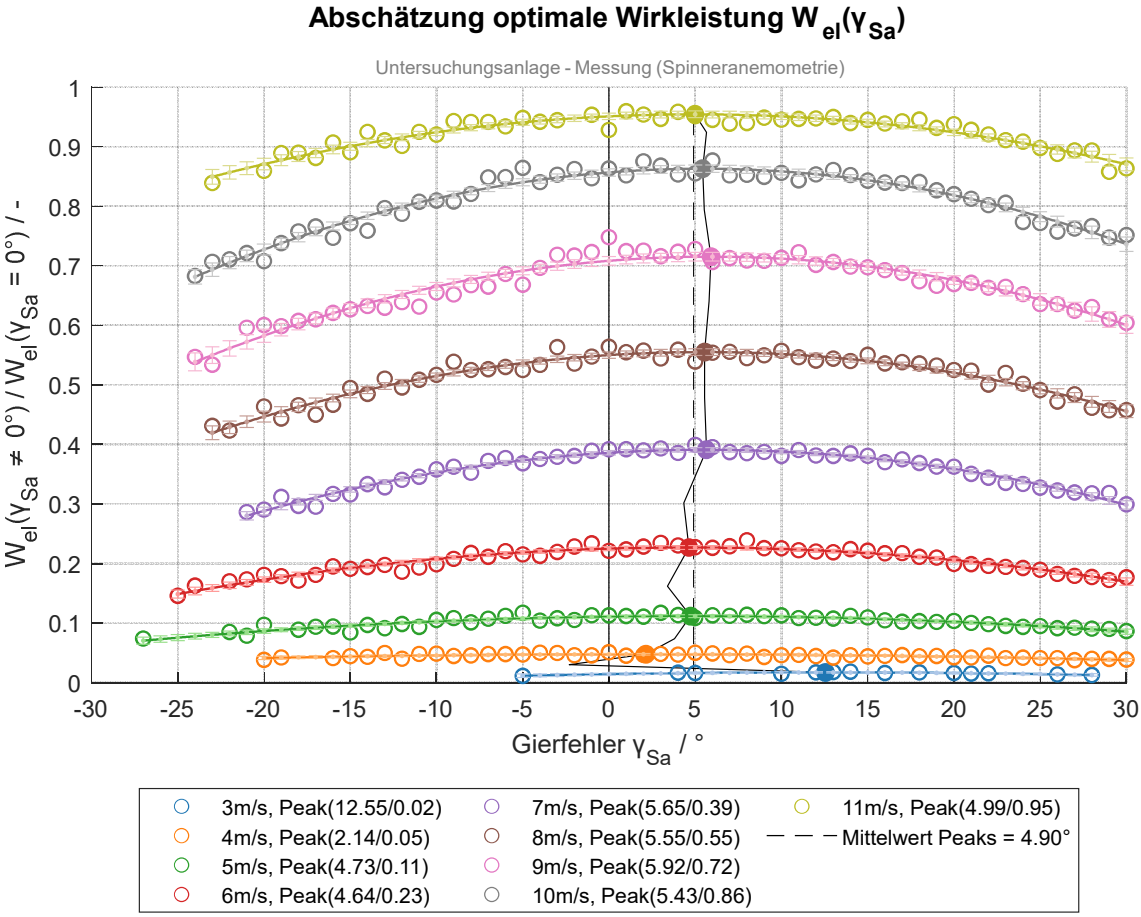

Abbildung 22 Abschätzung der optimalen Wirkleistung W_{el} bei verschiedenen Gierfehlern γ_{Sa} und ausgewählten Windgeschwindigkeiten (Messung)

Für die Abschätzung des Wirkleistungsverlustes nach dem Kosinus-Ansatz in Abbildung 23 wurden die Leistungsverluste V_{el} von verschiedenen Gierfehlern γ_{Sa} bei ausgewählten Windgeschwindigkeiten v_W ermittelt. Anschließend wurden die jeweiligen Exponenten k von $cos^k(\gamma_{Sa})$ erneut durch eine Kurvenanpassung mit der Methode der kleinsten Quadrate berechnet. Die schwarzen Linien zeigen zur unterstützenden Einordnung der Ergebnisse die idealisierten Leistungsverluste mit $k = 1;\ 2;\ 3$.

Die berechneten Werte für den Exponenten k steigen zunächst bis zu einer Windgeschwindigkeit von $v_W = 6{,}0\,\frac{m}{s}$ von $k = 1{,}73$ auf 3,02. Danach fallen die Werte kontinuierlich bis sie bei $v_W = 11{,}0\,\frac{m}{s}$ den kleinsten Wert für $k = 0{,}96$ aufweisen. Der Mittelwert aller Exponeten liegt

bei $k = 2{,}13$ und damit deutlich unter den zuvor berechneten Wert unter Nutzung des Giefehlers γ_{Us}.

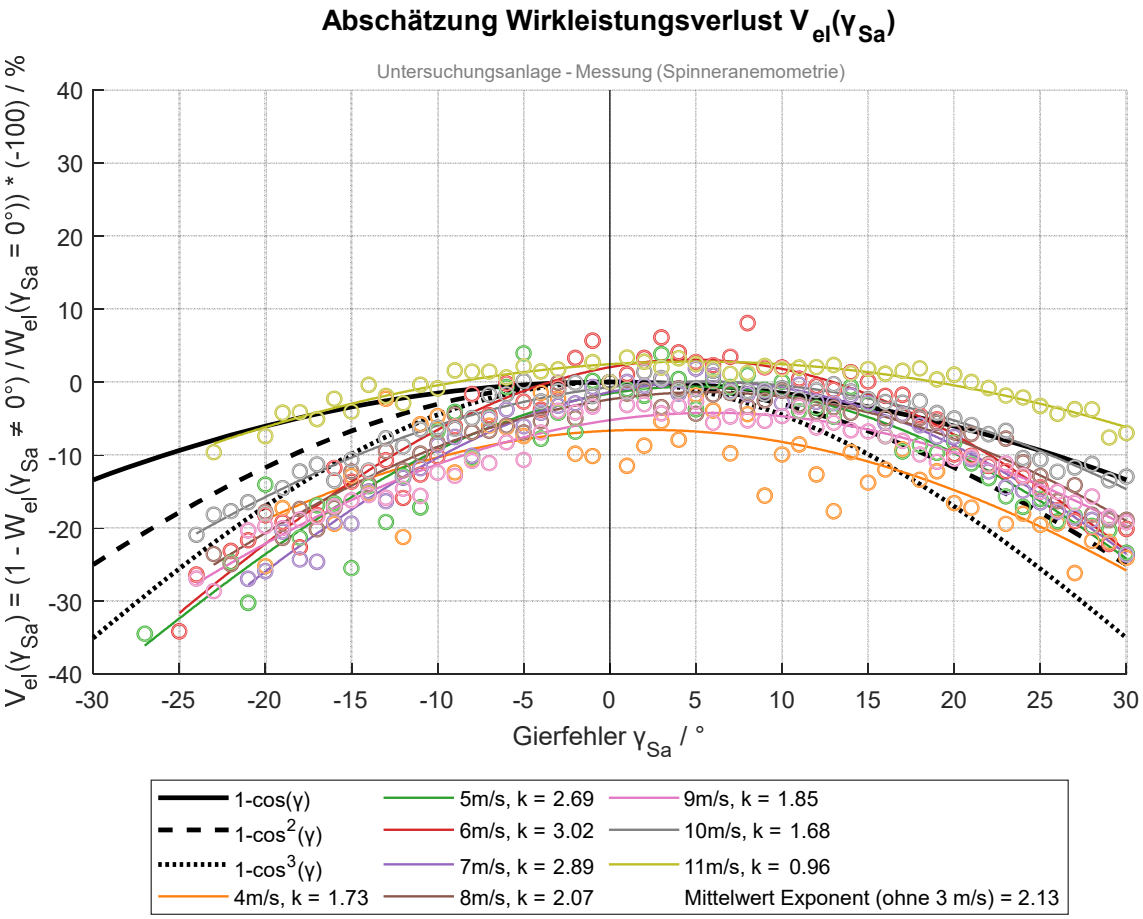

Abbildung 23 Abschätzung des Wirkleistungsverlustes W_{el} über verschiedene Gierwinkel γ_{Sa} bei ausgewählten Windgeschwindigkeiten mit Hilfe des Kosinusansatzes (Messung)

5 Auswertung und Diskussion

Die Simulationsergebnisse aus Kapitel 3 zeigen, dass eine Abschätzung der optimalen Generatorleistung mit einer Polynomfunktion 2. Grades sehr gut umsetzbar ist. Das Bestimmtheitsmaß liegt bei allen dargestellten Verläufen (mit Ausnahme bei $v_W = 11\frac{m}{s}$) bei $R^2 \geq 0{,}99$. Damit lässt sich die Generatorleistung durch die gewählte Polynomfunktion 2. Grades (nahezu) vollständig beschreiben. Die Abschätzung des Generatorleistungsverlustes unter der Verwendung des Kosinus-Ansatzes bei verschiedenen Windgeschwindigkeiten zeigte, dass hierbei ebenfalls sehr nutzbare Ergebnisse erzielt werden können. Die häufig in der Literatur beschriebene Reduzierung der Leistung mit $cos^3(\gamma)$ konnte im Teillastbereich bestätigt werden. Die Randbereiche bei der Einschalt- und Nennleistungswindgeschwindigkeiten weichen hiervon jedoch ab. Generell lässt sich festhalten, dass der Ansatz bei niedrigen Windgeschwindigkeiten den Leistungsverlust aus der Literatur unterschätzt. Bei höheren Windgeschwindigkeiten hingegen neigt der Kosinus in der dritten Potenz den Leistungsverlust zu überschätzen.

Die beiden Abschätzungen aus Kapitel 3 wurden unter optimalen Windbedingungen (d.h. konstante Windgeschwindigkeitsfelder ohne sonstige Beeinflussungen) ermittelt, welche in der Realität nicht vorliegen. Im Rahmen der Auslegung (bzw. Zertifizierung) einer WEA sind diese idealen Bedingungen deshalb von untergeordnetem Interesse. Die Verwendung dieser Ansätze wird deshalb in der vorliegenden Arbeit nicht abschließend bewertet bzw. empfohlen. Es sind weitere Simulationen unter realitätsnäheren Windbedingungen im Nachgang der Arbeit geplant, um eine größere Datenvielfalt für ein abschließendes Feedback zu geben.

Die Ergebnisse aus der Messkampagne zeigen naturgemäß ein realitätsnäheres Abbild hinsichtlich der beiden Abschätzungsmethoden. Aufgrund der begrenzten Sensorenverfügbarkeit wurde die Wirkleistung, anstatt der Generatorleistung, genutzt. Der Gierfehler wurde zum einen auf der Grundlage des herstellerseitig verbauten Ultraschallmessgerät und zum anderen mit einer externen verbauten Spinneranemometrie ermittelt. Die Ergebnisse unter der Verwendung des vom Hersteller verbauten Ultraschlallsensors auf dem Gondeldach zeigen, dass die höchste Wirkleistung nicht bei $\gamma_{Us} = 0°$, sondern bei negativen Gierfehlern (abhängig von der Windgeschwindigkeit) im Bereich von $-15° \leq \gamma_{Us} \leq -6°$ erreicht werden. Dies lässt den Schluss zu, dass die Anlage mit der im Messzeitraum vorliegenden Konfiguration eine kontinuierliche Fehlausrichtung aufwies. Die Abschätzung bei welchen Gierfehlern die optimale Wirkleistung vorliegt ergab, dass die Scheitelpunkte der Polynomfunktionen 2. Grades alle im negativen Gierfehlerbereich ($-10{,}7° \leq \gamma_{Us} \leq -1{,}8°$) liegen. Mit steigender Windgeschwindigkeit v_W werden die abgeschätzten Gierfehler γ_{Us}kleiner. Im Gegensatz zu den Ergebnissen aus

der Simulation fällt auf, dass die Anpassungsgüte in Form des Bestimmtheitsmaßes nicht das gleiche hohe Niveau besitzt. In der Tendenz steigt R^2 mit anwachsender Windgeschwindigkeit v_W an. Es bleibt zu erwähnen, dass die Scheitelpunkte der Polynomfunktionen bei keiner der dargestellten Windgeschwindigkeiten die maximale mittlere Wirkleistung repräsentiert. Diese liegen im Untersuchungsbereich überwiegend innerhalb der niedrigeren Gierfehlern. Für detaillierte Untersuchungen werden die Messdaten zukünftig noch weiter differenziert, um ungewollte Mittelungen und Einflüsse durch verschiedene Windbedingungen zu minimieren. Eine Filterung mit weiteren statischen Parametern wäre hierbei denkbar und wird Teil einer nachgelagerten Analyse sein. Auch die Verwendung von Polynomfunktionen 2. Grades zur sinnvollen Abschätzung werden weiter untersucht.

Bei der Abschätzung der Wirkleistungsverluste mithilfe des Kosinus-Ansatzes wurden Werte für den Exponenten k von $1{,}73 \leq k \leq 8{,}90$ ermittelt. Der hohe Wert von $k = 8{,}90$ bei einer Windgeschwindigkeit von $v_W = 3\,\frac{m}{s}$ lässt sich aufgrund weniger Messwerte und spezieller Besonderheiten bei dem Einschaltvorgang der Anlage relativieren. Ab einer Windgeschwindigkeit von $v_W = 4\,\frac{m}{s}$ bis $9\,\frac{m}{s}$ kann die Kosinusfunktion mit der dritten Potenz die Messdaten sinnvoll abbilden, wenngleich der Exponent k nicht kontinuierlich abnimmt, sondern mit fluktuierenden Werten vorkommt. Bei höheren Windgeschwindigkeiten reduziert sich Exponent k, was durch die Erreichung der Nennleistung zu erklären ist.

Unter der Verwendung von den Gierfehler γ_{Sa} aus der Spinneranemometrie Messung ergab sich eine andere Darstellung der Ergebnisse. Eine höhere Wirkleistung als die Referenz bei $\gamma_{Sa} = 0°$ wurde fast nur mit und von den positiven Gierfehlern erreicht. Die Abweichungen zur Referenz fallen dabei geringer als unter der Nutzung der Herstellerdaten aus. Innerhalb der Einschaltwindgeschwindigkeit zeigte sich keine eindeutige Tendenz. Bei dem Referenzgierwinkel erbrachte die Anlage teilweise über 10 % weniger Wirkleistung als andere niedrigere Gierfehler. Auch hier ist im Nachgang die spezielle Situation während des Anlaufens noch detaillierter zu untersuchen. Ein Grund für die schlechtere Leistung lässt dich jedoch damit begründen, dass in diesem Betriebsbereich tendenziell nur geringere Energieerträge erzielt werden. Die Motivation in diesen Bereichen besonders genau in der Ausrichtung zu sein ist von untergeordneter Priorität. Im unteren Teillastbereich überwiegen die erzielten Wirkleistungen im niedrigen positiven Gierfehlerbereich von $2° \leq \gamma_{Sa} \leq 8°$. Im oberen Teillastbereich gibt es nur noch geringfügige Abweichungen zur Referenzleistung. Mit dem Erreichen der Nennleistung spielt der Gierfehler in diesem Zusammenhang keine Rolle mehr.

Die Abschätzung der optimalen Wirkleistung durch die Polynomfunktion 2. Grades ist insbesondere bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten von $v_W = 3\frac{m}{s}$ bis $4{,}0\frac{m}{s}$ durch geringere Bestimmtheitsmaße R^2 Dies resultiert insbesondere aus der genutzten Datengrundlage und den dort vorherrschenden Windbedingungen . Ab einer Windgeschwindigkeit von $v_W = 6\frac{m}{s}$ liegt das Bestimmtheitsmaß R^2vollständig über 0,9 und spiegelt damit eine hohe Anpassungsgüte.

Die ermittelten Exponenten k beim Kosinus-Ansatz für die Abschätzung des Wirkleistungsverlustes fallen quantitativ kleiner aus als bei der Nutzung der Datenbasis mit dem Gierfehler γ_{Us}. Mit Ausnahme der Windgeschwindigkeit von $v_W = 6\frac{m}{s}$ liegen alle Werte unter 3 und unterschätzen damit den (idealisierten) Literaturwert.

Die dargelegten Ergebnisse in dieser Arbeit stammen von Daten aus Simulationen und Messungen. Damit verbunden sind einige diskussionswürdige Anmerkungen, welche nachfolgend kurz umrissen werden:

- Datengrundlage

Die Ergebnisse aus der Simulation wurden unter der Verwendung von idealisierten Windfeldern (ohne Beeinflussung) mit konstanten Windrichtungen über die Simulationszeit ermittelt. Dies hat den Vorteil, dass gezielt die Einflüsse von Gierfehlern auf die elektrische Leistung herausgestellt werden können. Eine Überlagerung mit anderen Effekten auf die Anströmung, wie Sie unter realen Bedingungen sattfinden, wurden nicht berücksichtigt. Die Ergebnisse aus den idealisierten Umgebungsbedingungen können deshalb stark unter der Verwendung von turbulenten Windfeldern abweichen.

Die Datenaufbereitung unter der Verwendung von Messwerten unterliegt einer Vielzahl an Unsicherheiten. Die Ermittlung des wahren Gierfehlers durch die SCADA-Daten kann z.B. durch eine inkorrekte Ausrichtung der Windrichtungsmessung oder durch eine nicht ausreichende Korrektur der Nachlaufströmungen des Rotors herausfordernd sein. Die Annahmen der Hersteller für entsprechende Korrekturwerte (Offset) stammen häufig aus Feldtests. Andere Standorte erfordern z.B. aufgrund einer anderen Topografie (z.B. Berge, Wald und Küste) entsprechende Anpassungen an den Korrekturwerten. Auch nachträgliche Anbauten an den Rotorblättern oder auf dem Dach der Gondel können die Messdaten stark beeinflussen.

Die Spinneranemometrie-Messung an der Nabenverkleidung unterliegt ebenfalls verschiedenen Einflüssen, welche die Erfassung der Windbedingungen erschweren. So ist der mögliche Installationsort für die Sensorik an die Geometrie des Spinners und den daraus resultierenden Restriktionen gebunden. Durch die Beeinflussung der Windströmung von z.B. suboptimalen Nabenformen können sich weitere Schwierigkeiten ergeben.

Bei Windrichtungsmessungen durch den Ultraschallsensor auf dem Gondeldach und durch die Spinneranemometrie werden -vereinfacht- nur Punktmessungen vorgenommen. Es wird dabei nur ein Bruchteil der gesamten Rotorkreisfläche abgebildet. Bei modernen WEA mit durchschnittlichen Rotordurchmessern von 121 m [19] in Deutschland können andere Erfassungstypen für die Windrichtung u.U. geeigneter für die effektive Steuerung und Regelung zur Umwandlung der Windenergie sein. Hierzu sind zukünftig weitere Vergleichsmessungen mit anderen Messsystem und Anordnungen notwendig.

Die korrekte Ausrichtung der Gierstellung kann im Laufe der Nutzungsdauer durch Unsicherheiten in der der Erfassung durch entsprechende Messtechnik driften [4], [5], womit sich die wahre Windrichtung nicht mehr wahrheitsgemäß rekonstruieren lässt. Dies kann, sofern diese Messdaten verwendet werden, zu weiteren Unsicherheiten in der Analyse führen.

- Post processing

Die Weiterverarbeitung der Simulations- und Messdaten haben einen größeren Einfluss auf die später produzierten Ergebnisse. Zum Beispiel hat die verwendete Mittelungszeit der Simulationsdaten mit dem einfachen gleitenden Mittelwert einen Einfluss auf die quantitative Ausprägung der berechneten Werte. Bei den Messdaten hingegen sind eine Vielzahl an Umgebungseinflüssen enthalten, welche durch eine Filterung u.U. nicht vollständig aufgeschlüsselt werden können. Zusätzlich steht nur eine begrenzte Messdatenmenge zur Verfügung, welche wiederum die Filterungskriterien beeinflusst, um eine ausreichende Grundlage für das post processing zu haben.

Die getroffenen Abschätzungen der optimalen elektrischen Leistungen durch die Kurvenanpassung von Polynomfunktionen 2. Grades sind sehr abhängig von den aufbereitenden Datensätzen und reagieren feinfühlig auf Veränderungen innerhalb der Datenmenge. Die Vereinfachungen von den realen Abläufen sind wissenschaftlich zu hinterfragen bevor diese als „best pratice“ Methode kommuniziert werden. Der Kosinus-Ansatz mit der dritten Potenz für die Beschreibung der Leistungsverluste wurde unter der Annahme der Impulstheorie mit statischer Windrichtung berechnet und hierbei auch seitens des Autors hinterfragt [14], [15].

6 Zusammenfassung und Ausblick

In dem zweijährigen Projekt „Gierwinkelfehler bei Windenergieanalagen – Bedeutung für Energieertrag und Lasteinwirkungen“ wurden die Auswirkungen von Fehlausrichtungen zwischen der Gondelausrichtung einer Windenergieanlage gegenüber der wahren Windrichtung hinsichtlich des Einflusses auf die elektrischen Leistung und die Lasten untersucht. Hierzu wurde an einer Untersuchungsanlage vom Windenergieanlagentyp MM92 eine Messkampagne geplant und durchgeführt. Die kontinuierliche Datenaufzeichnung und -zusammenführung mit einem Zeitumfang von über einem Jahr umfasste eine Lastmessung am Turm, ausgewählte (hochaufgelöste) SCADA- und Spinneranemometrie-Signale. Unter der Nutzung von OpenFAST wurde ein Modell von der Untersuchungsanlage aufgebaut sowie eine Vielzahl an Simulationen durchgeführt. Aufgrund von noch ausstehenden Untersuchungen zum Reaktionsschluss dieser Arbeit wurden auf die Darstellungen zu den Einflüssen auf die Lasten durch Gierfehler verzichtet. Hierbei wird auf weitere zukünftige Ausarbeitungen verwiesen.

Die Nutzung von Polynomfunktionen 2. Grades zur Abschätzung der optimalen elektrischen Leistung unter verschiedenen Gierfehlern konnte anhand der simulativen Ergebnisse durch eine sehr gute Anpassungsgüte bestätigt werden. Der aus der Literatur stammende Kosinus-Ansatz über die Abschätzung des Leistungsverlustes durch Gierfehler mit $cos^3(\gamma)$ ergab mit dem Modell für ausgewählte Windgeschwindigkeiten sehr gute Übereinstimmungen. Bei Windgeschwindigkeiten im Einschaltbereich trat jedoch eine Unterschätzung und im Nennleistungsbereich eine Überschätzung auf.

Die Übertragung der beiden Ansätze zur vereinfachten Abschätzung der optimalen elektrischen Leistung bzw. des Leistungsverlustes zeigten in der Datenauswertung der Messkampagne ebenfalls nutzbare Ergebnisse.

Der Vergleich zwischen den Gierfehlern γ_{Us} (Ultraschallmessung auf dem Gondeldach) und γ_{Sa} (Spinneranemometrie-Messung) ergab unterschiedliche Resultate. Auf der Grundlage der Gierfehler γ_{Us} wurden höhere durchschnittliche Leistungen im negativen Bereich erreicht. Unter der Zuhilfenahme der Gierfehler γ_{Sa} ergaben sich höhere durchschnittliche Leistung im positiven Bereich. Die Ermittlungen der Exponenten k für den Kosinus-Ansatz bei verschiedenen Windgeschwindigkeiten unterschied sich ebenfalls. Bei der Verwendung der Gierfehler γ_{Us} wurden größere Werte im Durchschnitt erzielt als mit den Gierfehlern γ_{Sa}, d.h. bei den Gierfehlern γ_{Us} lag ein stärkerer Leistungsverlust als unter der Nutzung der Gierfehler γ_{Sa} vor.

Zusammenfassend konnten die genutzten Abschätzung mit denen aus der Literatur üblichen vereinfachten Annahmen durchaus positiv bestätigen werden, wenngleich noch weitere (detaillierte) Untersuchungen unternommen werden müssen, um die Robustheit der Ansätze zu testen. Die Qualität der Anpassungsgüte von den Kurvenanpassungen reagiert sensibel gegenüber den genutzten Datengrundlage. Eine ausgiebige Überprüfung der Datensätze ist deshalb unerlässlich.

In nachfolgenden Ausarbeitungen im Rahmen von z.B. wissenschaftlichen Veröffentlichungen sind Weiterentwicklungen der bisherigen Untersuchungen geplant.

Hierzu zählt z.B. die Kürzung der verwendeten 10 Minuten Zeitintervalle. Zusammen mit weiteren Filtervorgaben und Datenbereinigungen ergeben sich hierdurch größere und gleichzeitig differenzierte Datensätze. Hiermit können detaillierte Einblicke in die Interaktion zwischen Gierfehler und deren Auswirkung vorgenommen werden.

Weitere Untersuchungen zu den Auswirkungen der Gierfehler auf z.B. die Generatordrehzahlen können die bislang dargestellten Vergleiche zwischen dem Modell und der realen Messungen weiter annähern und die Vergleichbarkeit erhöhen (Generator- und Wirkleistung).

Literaturverzeichnis

[1] "Bruttostromerzeugung 2019," *Statistisches Bundesamt (Destatis)*, 2020. [Online]. Available: https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/_Grafik/_Interaktiv/bruttostromerzeugung-erneuerbare-energien.html. [Accessed: 18-Nov-2020].

[2] C. Kost and T. Schlegl, "Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien," 2018.

[3] "Windenergieanlagen - Teil 13: Messung von mechanischen Lasten (IEC 88/473/CD:2014)," *VDE, Dtsch. Kom. Elektrotechnik Elektron. Informationstechnik im DIN und*, p. 96, 2014.

[4] N. Mittelmeier and M. Kühn, "Determination of optimal wind turbine alignment into the wind and detection of alignment changes with SCADA data," *Wind Energy Sci.*, vol. 3, no. 1, pp. 395–408, 2018, doi: 10.5194/wes-3-395-2018.

[5] M. Bromm, A. Rott, H. Beck, L. Vollmer, G. Steinfeld, and M. Kühn, "Field investigation on the influence of yaw misalignment on the propagation of wind turbine wakes," *Wind Energy*, vol. 21, no. 11, pp. 1011–1028, 2018, doi: 10.1002/we.2210.

[6] N. Mittelmeier, "Wind farm performance monitoring – A methodology to detect yaw misalignment and underperformance in wake conditions," no. October 2018, p. 111, 2018.

[7] M. T. Van Dijk, J. W. Van Wingerden, T. Ashuri, Y. Li, and M. A. Rotea, "Yaw-Misalignment and its Impact on Wind Turbine Loads and Wind Farm Power Output," in *Journal of Physics: Conference Series*, 2016, doi: 10.1088/1742-6596/753/6/062013.

[8] W. Engineering, "REpower contracts 143 MW with enXco in California," 2009. [Online]. Available: https://www.windpowerengineering.com/repower-contracts-143-mw-with-enxco-in-california/. [Accessed: 23-Oct-2020].

[9] J.-C. Mortreux, "Turbines made for Canada," *PowerPoint-Präsentation*, p. 21, 2014.

[10] Liebherr-Components AG, "Drehantriebe für Windkraftanlagen." [Online]. Available: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwjkpPmm0srsAhWKqqQKHZYwA80QFjAAegQIBxAC&url=https%3A%2F%2Fwww.liebherr.com%2Fshared%2Fmedia%2Fkomponenten%2Fdokumente%2Fgetriebe-

seilwinden%2Fliebherr-drehantriebe-wind-produktbrosch. [Accessed: 23-Oct-2020].

[11] Bonfiglioli Deutschland GmbH, "Azimut Antriebe." [Online]. Available: https://www.bonfiglioli.com/germany/de/produkt/baureihe-700-tw. [Accessed: 26-Oct-2020].

[12] D. Choi, W. Shin, K. Ko, and W. Rhee, "Static and Dynamic Yaw Misalignments of Wind Turbines and Machine Learning Based Correction Methods Using LiDAR Data," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 10, no. 2, pp. 971–982, 2019, doi: 10.1109/TSTE.2018.2856919.

[13] "OpenFAST Documentation," *National Renewable Energy Laboratory*. [Online]. Available: https://openfast.readthedocs.io/en/master/index.html. [Accessed: 09-Nov-2020].

[14] T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe, and E. Bossanyi, "Wind Energy Handbook, Second Edition," *Wind Energy Handbook, Second Ed.*, 2011, doi: 10.1002/9781119992714.

[15] K. A. Kragh and M. H. Hansen, "Potential of power gain with improved yaw alignment," *Wind Energy*, vol. 18, no. 6, pp. 979–989, 2015, doi: https://doi.org/10.1002/we.1739.

[16] M. Schedat, "Entwicklung eines Structural Health Monitoring – Konzeptes zur Beurteilung von Windenergieanlagen im Hinblick auf Schadensfrüherkennung und den Weiterbetrieb nach Ablauf der geplanten Nutzungsdauer," 2017.

[17] T. F. Pedersen, "Spinner anemometry - basic principles for application of the technology," vol. 2968, no. September, 2010.

[18] D. Version, "Aalborg Universitet Spinner Anemometry an Innovative Wind Measurement Concept," 2007.

[19] D. WindGuard, "Status des Windenergieausbaus in Deutschland (Erstes Halbjahr 2020)," 2020.