



Schlussbericht vom 19. November 2025

---

## Vertical Sky<sup>®</sup> EXPERIENCE

Entwicklung Vertical Sky<sup>®</sup> A32, Leistungskurve  
und Schallmessung VerticalSky<sup>®</sup> A6

---



Quelle: Agile Wind Power AG, 2020



**Subventionsgeberin:**

Bundesamt für Energie BFE  
Sektion Energieforschung und Cleantech  
CH-3003 Bern  
[www.energieforschung.ch](http://www.energieforschung.ch)

**Subventionsempfänger/innen:**

Agile Wind Power AG  
Sonnentalstrasse 8 / Postfach 232, CH-8600 Dübendorf  
[www.agilewindpower.com](http://www.agilewindpower.com)

**Autor/in:**

Lukas Eschbach, Agile Wind Power AG, [lukas.eschbach@agilewindpower.com](mailto:lukas.eschbach@agilewindpower.com)  
Christian Oram, Agile Wind Power AG, ehemaliger Mitarbeiter  
Johannes Wenger, Agile Wind Power AG, [johannes.wenger@agilewindpower.com](mailto:johannes.wenger@agilewindpower.com)  
David Hartmann, Agile Wind Power AG, ehemaliger Mitarbeiter  
Marco Mani, Agile Wind Power AG, [marco.mani@agilewindpower.com](mailto:marco.mani@agilewindpower.com)

**BFE-Projektbegleitung:**

Men Wirz, [men.wirz@bfe.admin.ch](mailto:men.wirz@bfe.admin.ch)  
Katja Maus, [katja.maus@bfe.admin.ch](mailto:katja.maus@bfe.admin.ch)

**BFE-Vertragsnummer:** SI/501835-01

**Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.**



## Zusammenfassung

Das Projekt Vertical Sky® EXPERIENCE der Agile Wind Power AG verfolgt das Ziel, Vertikalachsen-Windturbinen erstmals in grossen Dimensionen wirtschaftlich nutzbar zu machen. Grundlage dafür ist eine innovative Echtzeit-Pitchsteuerung, die jedes Rotorblatt individuell zur Windströmung ausrichtet. Dadurch sollen Wirkungsgrad und Betriebssicherheit steigen sowie Belastungen und Lärmemissionen reduziert werden. Das Projekt hat zum Ziel, die Machbarkeit und Funktionalität (sicherer Betrieb, Wirkungsgrad und Lärmerzeugung) der Vertical Sky®-Anlagen nachzuweisen.

Mit der Prototypanlage A32 (750 kW, 105 m Gesamthöhe) wurde ein neuartiges Konzept entwickelt, das gemäss IEC-Normen zertifiziert und auf dem Testfeld Grevenbroich (D) aufgebaut wurde. Der erste Prototyp erlitt 2020 durch ein nicht eindeutig nachgewiesenes Lastszenario im Stillstand einen Schaden, worauf eine zweite Generation entwickelt, optimiert und deutlich schneller montiert werden konnte. Auch diese Anlage zeigte zunächst gute Ergebnisse, bis 2022 Risse an Rotorarmen festgestellt wurden. Nach weiteren Analysen entschied man, die gesamte Anlage zurückzubauen. In Windkanalversuchen konnten die unbekanntesten Lastfälle reproduziert und Lösungen struktureller Art sowie über die Anlagensteuerung entwickelt werden. Zudem wurden effizientere Rotorblätter getestet, die sich positiv auf Leistung und Belastungen auswirkten.

Obwohl beide Grossprototypen zurückgebaut werden mussten, lieferte das Projekt wertvolle Erkenntnisse für Konstruktion, Steuerung und Betrieb. Das Vertical Sky®-Design wurde dadurch auf ein hohes Entwicklungsniveau gebracht, insbesondere hinsichtlich sicherer Betriebsführung. Um die Steuerung vor einem erneuten Grossprototyp zu verifizieren, wurde 2024 in Brütten (ZH) die verkleinerte Testanlage A6 (23 m Höhe, 3,6 kW) realisiert. Diese dient der Feinabstimmung der Steuerung und soll unter realen Bedingungen Nachweisdaten liefern, bevor eine Vorserienanlage im Massstab 1:1 umgesetzt wird.

Insgesamt zeigt sich, dass die neue Technologie trotz einiger Rückschläge viel Potenzial hat. Sie kann neue Standorte für dezentrale Windkraftanlagen erschliessen und gleichzeitig die Nachteile herkömmlicher Windräder – vor allem Lärm und die Gefahr für Tiere durch schnell rotierende Flügel – deutlich verringern.

## Résumé

Le projet Vertical Sky® EXPERIENCE de la société Agile Wind Power AG a pour objectif de rendre rentables, pour la première fois, les éoliennes à axe vertical de grande taille. Il repose sur un système innovant de contrôle du pas en temps réel qui oriente individuellement chaque pale du rotor en fonction du flux du vent. Cela devrait permettre d'augmenter le rendement et la sécurité de fonctionnement tout en réduisant les contraintes et les émissions sonores. Le projet a pour objectif de démontrer la faisabilité et la fonctionnalité (sécurité de fonctionnement, rendement et niveau sonore) des installations Vertical Sky®.

Avec le prototype A32 (750 kW, hauteur totale de 105 m), un concept novateur a été développé, certifié selon les normes CEI et installé sur le site d'essai de Grevenbroich (Allemagne). Le premier prototype a subi des dommages en 2020 en raison d'un scénario de charge inconnu à l'arrêt, à la suite de quoi une deuxième génération a pu être développée, optimisée et montée beaucoup plus rapidement. Cette installation a également donné de bons résultats dans un premier temps, jusqu'à ce que des fissures soient constatées sur les bras du rotor en 2022. Après des analyses supplémentaires, il a été décidé de démanteler l'ensemble de l'installation. Des essais en soufflerie ont permis de reproduire les cas de charge inconnus et de développer des solutions de nature structurelle ainsi que via le système de commande de l'installation. De plus, des pales de rotor plus efficaces ont été testées, ce qui a eu un effet positif sur les performances et les charges.



Bien que les deux grands prototypes aient dû être démontés, le projet a fourni des informations précieuses pour la conception, le contrôle et l'exploitation. La conception Vertical Sky® a ainsi atteint un niveau de développement élevé, notamment en termes de sécurité d'exploitation. Afin de vérifier le système de commande avant de construire un nouveau prototype à grande échelle, une installation d'essai réduite A6 (23 m de hauteur, 3,6 kW) a été réalisée en 2024 à Brütten (ZH). Celle-ci sert à affiner le système de commande et doit fournir des données de vérification dans des conditions réelles avant la mise en œuvre d'une installation de présérie à l'échelle 1:1.

Dans l'ensemble, il apparaît que cette nouvelle technologie présente un fort potentiel malgré quelques revers. Elle permet d'exploiter de nouveaux sites pour des éoliennes décentralisées tout en réduisant considérablement les inconvénients des éoliennes traditionnelles, notamment le bruit et le danger pour les animaux que représentent les pales tournant à grande vitesse.

## Summary

The Vertical Sky® EXPERIENCE project by Agile Wind Power AG aims to make large-scale vertical axis wind turbines economically viable for the first time. This is based on an innovative real-time pitch control system that aligns each rotor blade individually with the wind flow. This should increase efficiency and operational safety while reducing stress and noise emissions. The project aims to demonstrate the feasibility and functionality (safe operation, efficiency, and noise generation) of Vertical Sky® turbines.

With the A32 prototype system (750 kW, 105 m total height), a novel concept was developed that was certified according to IEC standards and installed at the Grevenbroich (Germany) test site. The first prototype suffered damage in 2020 due to an unknown load scenario while at a standstill, whereupon a second generation was developed, optimized, and assembled much more quickly. This plant also initially showed satisfactory results until cracks were discovered in the rotor arms in 2022. After further analysis, it was decided to dismantle the entire plant. Wind tunnel tests made it possible to reproduce the unknown load cases and develop structural solutions and solutions for the turbine control system. In addition, more efficient rotor blades were evaluated, which had a positive effect on performance and loads.

Although both large prototypes had to be dismantled, the project provided valuable insights into design, control, and operation. This brought the Vertical Sky® design to a high level of development, particularly with regard to safe operation. In order to verify the control system before building another large prototype, a smaller test facility (23 m high, 3.6 kW) was constructed in Brütten (ZH) in 2024. This facility is used to fine-tune the control system and is intended to provide verification data under real conditions before a 1:1 scale pre-series facility is implemented.

Overall, it is clear that despite a few setbacks, the innovative technology has great potential. It can open up new locations for decentralized wind turbines while significantly reducing the disadvantages of conventional wind turbines, primarily noise and the danger to animals posed by rapidly rotating blades.



## Kernbotschaften («Take-Home Messages»)

- In diesem Projekt konnte aufgezeigt werden, dass sich Vertical Sky®-Anlagen fertigen und aufbauen lassen. Durch den dreimaligen Aufbau (2 x A32, 1 x A6) konnten wertvolle Erfahrungen gesammelt und damit die Wirtschaftlichkeit bei einer zukünftigen Serienfertigung verbessert werden.
- Die bei der grossen A32-Anlage aufgetretenen Mängel in der Betriebssteuerung, welche zur Beschädigung und zum Rückbau geführt hatten, konnten in der kleinen A6-Testanlage behoben werden. Mit der Weiterentwicklung der Anlagensteuerung und den Erfahrungen an den drei Anlagen wurde nun eine zuverlässige Steuerung und ein sicherer Betrieb erreicht.
- Erste Leistungsmessungen an der Testanlage A6 zeigen bereits Wirkungsgrade im erwarteten Bereich für vertikale Windkraftanlagen. Durch eine Optimierung der Blattsteuerung konnte die Leistung deutlich gesteigert werden. Aufgrund von Modellrechnungen und Simulationen kann davon ausgegangen werden, dass die geplanten Anlagen in Originalgrösse die gewünschten Wirkungsgrade erreichen werden. Das Potential liegt vor allem darin, dass grosse Anlagen geringere Verluste und einen im Verhältnis kleineren Anteil an Eigenverbrauch haben und mit ihrer Höhe in idealeren Luftschichten betrieben werden als die Testanlage A6.
- Die an der Testanlage gemessenen Lärmemissionen bestätigen, dass die Vertical Sky®-Technologie viel leiser ist als konventionelle Anlagen. Die Betriebsgeräusche bestehen hauptsächlich aus einem monotonen Rauschen. Bei einer Windgeschwindigkeit von 6.0 m/s entspricht der gemessene Schall des Windes allein (Grundgeräusch) exakt dem der laufenden Anlage bei 5.3 m/s Windgeschwindigkeit.

Die Vertical Sky®-Technologie hat damit grosses Potential, in der dezentralen Stromproduktion direkt bei den Verbrauchern, einen wesentlichen Beitrag zur Sicherstellung einer klimaneutralen, verlässlichen und ökonomischen Stromversorgung zu leisten.



# Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>3</b>
<b>Kernbotschaften («Take-Home Messages»)</b> .....	<b>5</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>7</b>
1.1 Kontext der Windenergie .....	7
1.2 Stand der Technik bei Horizontalachsen-Windkraftanlagen (HAWT) .....	7
1.3 Vertikalachsen-Windkraftanlagen (VAWT): Technologie, Stand und Markt .....	7
1.4 Das Vertical Sky® Konzept von Agile Wind Power AG.....	8
1.5 Vergleich und Bewertung von HAWT und VAWT / Vertical Sky® .....	8
1.6 Projektziele .....	9
1.7 Umsetzung der Anlage A32.....	10
1.8 Funktionsweise und Technische Daten Vertical Sky® A32 .....	10
1.9 Schadensereignisse und Weiterentwicklung der A32 .....	18
1.10 Optimierungen im Windkanal .....	18
1.11 Situation nach dem Rückbau der A32 .....	19
1.12 Die Vertical Sky®-Testanlage A6 .....	19
1.13 Technische Daten Vertical Sky® A6 .....	20
1.14 Erste Serienanlage: Vertical Sky® A40.....	21
<b>2 Vorgehen, Methode, Ergebnisse und Diskussion</b> .....	<b>22</b>
2.1 Aufbau der Anlage A32 .....	22
2.2 Teilprojekt 1: Betriebsführung A32 .....	25
2.3 Teilprojekt 2: Getriebeentwicklung / Getriebebelastung A32 .....	28
2.4 Teilprojekt 3: Lärmentwicklung A32 (theoretische Betrachtungen).....	31
2.5 Teilprojekt 4: Lasten A32.....	34
2.6 Teilprojekt 5: Messkonzept A32 .....	36
2.7 Teilprojekt 8: Pitchantrieb A32.....	38
2.8 Teilprojekt 9: Reglerkonzept A32 .....	40
2.9 Teilprojekt 10: Rotorblatt und Rotorarm A32 .....	41
2.10 Teilprojekt 11: Rotorblattspitze A32 .....	47
2.11 Teilprojekt 12: Windrichtungsänderung A32 .....	51
2.12 Aufbau und Inbetriebnahme A6.....	52
2.13 Teilprojekt 13: Leistungskurve A6 .....	53
2.14 Teilprojekt 14: Schallemissionsmessungen A6 .....	60
<b>3 Schlussfolgerungen und Ausblick</b> .....	<b>65</b>
3.1 Schlussfolgerungen .....	65
3.2 Ausblick .....	66
<b>4 Literaturverzeichnis</b> .....	<b>67</b>



# 1 Einleitung

## 1.1 Kontext der Windenergie

Windenergie ist eine der zentralen Technologien zur Erreichung der globalen Klimaziele und spielt eine entscheidende Rolle im Umbau der Energiesysteme hin zu nachhaltigen, CO<sub>2</sub>-armen Strukturen. Während die Horizontalachsen-Windkraftanlage (HAWT) heute den Weltmarkt dominiert, zeigen sich zunehmend strukturelle und systemische Grenzen dieser Technologie. In dicht besiedelten Regionen oder in topografisch anspruchsvollem Gelände sind HAWTs aufgrund von Lärm, Schattenwurf, Transportlogistik und gesellschaftlicher Akzeptanz oft nicht realisierbar. Vertikalachsen-Windkraftanlagen (VAWT) bieten hier eine Alternative mit neuen architektonischen und aerodynamischen Gestaltungsmöglichkeiten. Besonders das Vertical Sky® Konzept von Agile Wind Power AG stellt eine technologisch fortschrittliche Lösung dar, die das Potenzial hat, eine Marktlücke im Bereich dezentraler Windenergie zu schliessen.

## 1.2 Stand der Technik bei Horizontalachsen-Windkraftanlagen (HAWT)

Die HAWT ist die heute vorherrschende Bauform der Windenergieanlagen und wird seit den 1980er-Jahren kontinuierlich optimiert. Sie nutzt einen horizontalen Rotor mit aerodynamisch geformten Blättern, der über eine Gondel mit Getriebe, Generator und Steuerungskomponenten verbunden ist. Aktuelle Anlagen erreichen Rotordurchmesser von über 230 m und Nennleistungen bis 15 MW, insbesondere im Offshore-Bereich. Auf dem Land dominieren Anlagen zwischen 3 und 7.5 MW Leistung.

Der technologische Reifegrad ist hoch, doch die Systeme weisen inhärente Einschränkungen auf: Die hohen Blattspitzengeschwindigkeiten führen zu signifikanten Lärmemissionen, und der periodische Schattenwurf beeinträchtigt die Akzeptanz. Die Notwendigkeit einer aktiven Windnachführung über ein Azimut-System erhöht die mechanische Komplexität und den Wartungsaufwand. Darüber hinaus erfordern Transport und Montage spezialisierte Infrastruktur wie Schwertransporte und Grosskräne, was die Standortwahl erheblich einschränkt.

Auch ökologisch bestehen Herausforderungen: Der Eingriff in das Landschaftsbild, potenzielle Gefährdung von Vogel- und Fledermauspopulationen sowie Eiswurfprobleme in kalten Regionen führen häufig zu Konflikten. Diese Faktoren begrenzen die Akzeptanz und somit die Ausbaugeschwindigkeit in vielen Ländern.

Trotz dieser Einschränkungen bleibt der Markt für HAWTs dynamisch. Laut Global Wind Energy Council wurden 2023 weltweit 116 GW neue Windleistung installiert, wobei der Anteil von Onshore-Wind leicht rückläufig ist, während Offshore-Projekte an Bedeutung gewinnen. Der Fokus liegt auf Leistungserhöhung, Effizienzsteigerung und Kostenreduktion durch Skaleneffekte. Dezentrale oder mittelgrosse Anlagensegmente werden hingegen kaum adressiert.

## 1.3 Vertikalachsen-Windkraftanlagen (VAWT): Technologie, Stand und Markt

VAWTs unterscheiden sich grundlegend durch ihre vertikale Drehachse, wodurch sie windrichtungsunabhängig arbeiten können. Sie benötigen keine Azimut-Steuerung, wodurch gegenüber klassischen HAWT ein paar Komponenten wegfallen. Haupttypen sind der Darrieus-Rotor, der auf aerodynamischem Auftrieb basiert, und der Savonius-Rotor, der mit Widerstand arbeitet. Moderne VAWTs kombinieren oft beide Prinzipien.

Technische Vorteile sind die Möglichkeit, schwere Komponenten wie Generator und Getriebe bodennah zu platzieren, sowie geringere Drehzahlen und damit reduzierte Geräuschemissionen. Zudem sind VAWTs robuster gegenüber turbulenten Strömungsverhältnissen, was sie besonders für urbane und



gebirgige Standorte geeignet macht. Sie weisen eine bessere Flächennutzung auf, da sie dichter angeordnet werden können.

Die Effizienz von VAWTs lag historisch unter jener von HAWTs, insbesondere bei konstantem Wind. Zudem führen wechselnde Belastungen während der Rotation zu zyklischen Materialbeanspruchungen. Diese Probleme erschwerten bislang die Skalierung in den Megawattbereich. Neuere Entwicklungen, etwa verbesserte Verbundwerkstoffe und aktive Regelungssysteme, haben die Betriebssicherheit und Lebensdauer jedoch deutlich erhöht.

Marktanalysen zeigen ein moderates, aber stetiges Wachstum im Segment der vertikalen Windturbinen. Der Weltmarkt erreichte 2024 ein Volumen von etwa 13,7 Mrd. USD und könnte bis 2035 auf über 20 Mrd. USD anwachsen. Die stärksten Märkte liegen in Asien und Europa, wo dezentrale Energiesysteme und urban integrierte Lösungen zunehmend gefördert werden.

## 1.4 Das Vertical Sky® Konzept von Agile Wind Power AG

Agile Wind Power AG hat mit Vertical Sky® die erste vertikalachsige Grosswindanlage entwickelt, die für den wirtschaftlichen Einsatz im Megawatt-Bereich ausgelegt ist. Kern der Innovation ist die aktive Echtzeit-Pitchsteuerung, bei der jedes Rotorblatt während der Rotation individuell angestellt wird. Dadurch wird der optimale aerodynamische Anstellwinkel in jeder Position des Rotors gewährleistet. Dieses System stabilisiert den Wirkungsgrad und reduziert Lastschwankungen.

Die Vertical Sky® A32 verfügt über eine Nennleistung von 750 kW bei einer Gesamthöhe von 105 m und einem Rotordurchmesser von 32 m. Durch ihre niedrige Schnelllaufzahl ( $\lambda \approx 2,3$ ) arbeitet sie leise und vibrationsarm. Der modulare Aufbau erlaubt einen einfachen Transport. Das System ist nach IEC 61400 unter Aufsicht des TÜV Rheinland sowie UL Solutions zertifiziert und erfüllt alle internationalen Sicherheits- und Leistungsstandards.

Vertical Sky® kombiniert aerodynamische Effizienz mit hoher Umweltverträglichkeit. Die geringere Rotationsgeschwindigkeit und das komplette Fehlen von schnellen vertikalen Bewegungen in der Art eines Fallbeils minimiert das Risiko für Vögel und Fledermäuse. Die reduzierte visuelle Dominanz führt zudem zu einer erwarteten höheren gesellschaftlichen Akzeptanz. Die Technologie eignet sich besonders für Standorte mit komplexer Windtopografie, wo konventionelle HAWTs ineffizient oder nicht einsetzbar sind.

Marktseitig positioniert sich Agile Wind Power AG im Segment dezentraler Windenergie zwischen 500 kW und 1,5 MW. Dieses Marktsegment ist bisher unterversorgt, bietet aber enormes Potenzial für lokale Energieversorgung, industrielle Eigenproduktion und hybride Systeme in Kombination mit Photovoltaik und Batteriespeichern. Schätzungen zufolge liegt das adressierbare Potenzial weltweit bei rund 100 GW installierter Leistung bis 2030.

## 1.5 Vergleich und Bewertung von HAWT und VAWT / Vertical Sky®

Im direkten Vergleich zeigen sich komplementäre Stärken beider Konzepte. HAWTs überzeugen durch hohe Energieausbeute bei gleichmässigem Wind und bewährte Grossserienproduktion. VAWTs – insbesondere Vertical Sky® – punkten hingegen mit geringerer Umweltbelastung, einfacherer Wartung und höherer Standortflexibilität. Für Länder mit begrenztem Flächenangebot oder topografischen Einschränkungen können VAWTs eine sinnvolle Ergänzung sein, um den Windenergieanteil zu erhöhen.



Kriterium	HAWT (Horizontal)	Vertical Sky® VAWT (Vertikal)
Windnachführung	Erforderlich (Azimut-System)	Nicht erforderlich
Wirkungsgrad bei wechselndem Wind	Reduziert	Stabil durch Echtzeit-Pitch
Lärm / Schattenwurf	Hoch	Sehr gering
Tier- und Landschaftsschutz	Problematisch	Deutlich verbessert
Skalierbarkeit	Bewährt (mehrere MW)	1 MW
Einsatzgebiet	Windparks, Offshore	Dezentral, urban, bergig

Die Analyse zeigt, dass HAWTs derzeit die ökonomisch dominierende und technologisch ausgereifte Form der Windenergienutzung darstellen. Ihre Skaleneffekte und standardisierten Fertigungsprozesse sichern ihre führende Marktposition. Gleichzeitig stossen sie im dezentralen und urbanen Bereich an Grenzen. Hier bieten vertikalachsige Konzepte eine komplementäre Lösung, die ökologische, gesellschaftliche und logistische Vorteile vereint.

Das Vertical Sky® Konzept von Agile Wind Power AG stellt dabei einen signifikanten Technologiesprung dar. Durch die aktive Blattwinkelsteuerung, den modularen Aufbau und die geringe Geräusentwicklung wird eine neue Anwendungsklasse der Windenergie erschlossen. Diese Technologie besitzt das Potenzial, den Ausbau erneuerbarer Energien insbesondere in Regionen mit begrenztem Raum oder heterogener Windtopografie massgeblich zu unterstützen.

## 1.6 Projektziele

Die Skalierung einer Vertikalachsen-Windturbine in grosse Dimensionen war bisher nicht möglich, was jedoch für eine wirtschaftliche dezentrale Stromproduktion erforderlich wäre. Dank der von Agile Wind Power AG entwickelten innovativen Echtzeit-Rotorblatt-Pitchsteuerung soll dies gelingen. Dabei werden die einzelnen Rotorblätter während der Drehung des Rotors individuell und kontinuierlich, optimal zur Windströmung ausgerichtet. Dies soll den Wirkungsgrad erhöhen und die strukturellen Belastungen reduzieren. Basierend auf diesem Konzept und nach Vorgaben der IEC-Norm 61400 für grosse Windenergieanlagen hat Agile Wind Power AG unter dem Brand «Vertical Sky®» eine Prototypen-Anlage mit einer Nennleistung von 750 kW, einer Gesamthöhe von 105 m, einer Naben- resp. Turmhöhe von 78 m, einer Rotorblattlänge von 54 m und einem zylindrischen Rotordurchmesser von 32 m ausgelegt (Modell A32).

Das Demonstrationsprojekt «Vertical Sky® EXPERIENCE» will den Nachweis erbringen, dass die Windkraft mit Vertical Sky®-Anlagen effektiv genutzt werden kann, und dass diese Anlagen aufgrund der langsamen Drehung wesentlich geringere Auswirkungen (Lärm, Schattenwurf) auf die unmittelbare Umgebung verursachen, als es konventionelle Windenergieanlagen tun. Bestätigen sich diese Merkmale, könnten mit dieser Technologie neue Standorte zur Nutzung der Windkraft erschlossen werden, an denen konventionelle Windenergieanlagen nicht errichtet werden können.

Es ist das Ziel des Projekts, die Grundlagen für den Bau und den Betrieb von Vertical Sky®-Anlagen zu erarbeiten, die Windkraftanlage erstmals im Massstab 1:1 auf dem Windtestfeld in Grevenbroich bzw. als verkleinerte Testanlage umzusetzen und anhand von Messkampagnen die Leistungsfähigkeit nachzuweisen.

Dabei soll insbesondere aufgezeigt werden, dass

- das Konzept der Vertical Sky®-Anlagen funktioniert,
- die Anlagen sich herstellen und aufbauen lassen (industrielle Vorserienfertigung),
- die Steuerung der Anlagen einen jederzeit sicheren Betrieb gewährleistet



- die erwartete und prognostizierte Leistung erbracht werden kann (Leistungskurve) und
- die Lärmemissionen im erwarteten Bereich liegen (viel leiser als konventionelle Anlagen).

## 1.7 Umsetzung der Anlage A32

Auf der Basis eines validierten Rechenmodells für Vertikalachsen-Windturbinen wurde ein Software-Programm entwickelt, welches in eine Anwendung zur Berechnung von Strukturlasten für Windturbinen implementiert wurde. Damit wurden alle von der Norm geforderten Lastberechnungen durchgeführt.

Viele Lastfälle der Norm, die für horizontale Windenergieanlagen gültig sind, konnten zur Berechnung übernommen werden. Einige Normlastfälle fielen weg, da sie für Vertikalachsen-Windturbinen nicht relevant sind. Dafür kamen neue Lastfälle hinzu, weil es sich bei Vertical Sky® um einen völlig neuen Windturbinentyp handelt, der in dieser Form noch nie entwickelt und gebaut worden war. Die berechneten Lastfälle wurden durch die Zertifizierungsgesellschaft UL geprüft und als Prototyp zertifiziert. Dies bildete die Grundlage, auf die sich die Baubehörden für die Erteilung der Baubewilligung der A32-Anlage abstützten.

Nach Abschluss der Fertigung aller Komponenten sowie deren Transport auf die Baustelle, wurde die Prototypen-Anlage auf dem Windtestfeld in Grevenbroich, Nordrhein-Westfalen (D) aufgebaut. Anfang September 2020 stand die Anlage fertig montiert und bereit für die Inbetriebnahme. Das Liefer- und Logistikkonzept sowie die Montage selbst, welche bei diesem neuen Typ von Windturbine zum ersten Mal durchgeführt wurde, zeigten diverses Verbesserungspotenzial. Die in der Praxis gewonnenen Erfahrungen wurden als Grundlage für zukünftige Anlagen und Montagen in die Pläne und Anweisungen eingearbeitet.

## 1.8 Funktionsweise und Technische Daten Vertical Sky® A32

### **Technische Daten**

Die Vertical Sky® A32-750/105 ist eine Vertikalachsen-Windturbine (VAWT) mit permanenter Rotorblatt-Pitch-Verstellung, drehzahlvariabler Betriebsweise und einer Nennleistung von 750 kW. Die Anlagenhöhe beträgt 105 m (Oberkante Rotorblätter). Das gesamte Rotorsystem ist 54 m hoch und hat einen Nenndurchmesser von 32 m. Das Maschinenhaus befindet sich im obersten Teil des Turmes und verkleidet den Antriebsstrang bestehend aus Rotorlager, Getriebe, Generator und Nebensystemen. Der Steuerungs- / Umrichtercontainer befindet sich am Boden.

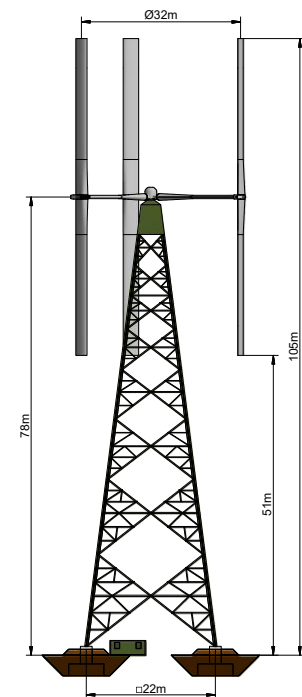


Abbildung 1: Seitenansicht Vertical Sky® A32-750/105 mit Abmessungen



Datenblatt Vertical Sky® A32	
Typenbezeichnung	A32
Nennleistung	750 kW
Nennhöhe	105 m
Nenndurchmesser	32 m
Anzahl Rotorblattsystem	3 individuelle Systeme, jedes mit 2 Rotorblättern
Länge Rotorblattsystem	54 m
Höhe Rotormitte	78 m
Drehzahlbereich des Rotors	variabel, 4.0 – 16.5 UpM
Startwindgeschwindigkeit	3 m/s
Nennwindgeschwindigkeit	12 m/s
Abschaltwindgeschwindigkeit	18 m/s (25 m/s 3s Mittel)
Überlebenswindgeschwindigkeit	59.5 m/s (214 km/h)
Windklasse	III/A gemäss IEC 61400
Lebensdauer	25 Jahre
Generator	PMG permanent erregter Synchrongenerator
Umrichter	4Q-Vollumrichter
Bremssysteme	aerodynamische Rotorblattbremse, Scheibenbremse auf Generatorseite
Anlagensteuerung	SPS-Steuerung
Pitch-Steuerung	Pitch-Kurvensteuerung mit elektrisch geregeltm Antriebsmotor
Turmsystem	Gittermast

## Konzept Vertical Sky® Anlagen

**Optimale Energieausbeute:** Die permanente Pitch-Steuerung der Rotorblätter hält die Schnelllaufzahl konstant und gleicht die negativen Auswirkungen von stark und schnell ändernden Windverhältnissen aus. Dadurch wird eine optimale Energieausbeute auch im Teillastbetrieb erreicht. Somit erlaubt die Vertical Sky® Windenergieanlage eine wirtschaftlich effiziente Nutzung der Windenergie auch an Standorten mit stark wechselnden Windverhältnissen.

**Tiefe Schnelllaufzahl und Drehzahl:** Durch die tiefe Schnelllaufzahl (Verhältnis von Umlaufgeschwindigkeit zu Windgeschwindigkeit,  $\lambda=2.3$ ) und die tiefe Nenndrehzahl ( $n_{max} = 16.5$  U/min) sind die aerodynamischen Geräusche gering. Somit sind die von der Vertical Sky® Windturbine entstehenden Lärmemissionen deutlich geringer als bei konventionellen HAWT.

**Umweltverträglichkeit:** Es gibt keine für Vögel und Fledermäuse gefährliche, senkrecht von oben nach unten drehende Blätter, die sich wie ein Fallbeil bewegen. Dies im Unterschied zu einem Dreiblattrotor mit Horizontalachse. Zudem sind die Rotorblattgeschwindigkeiten mit maximal 100 km/h deutlich geringer als diejenigen der HAWT (Blattspitzengeschwindigkeiten von 300 bis 400 km/h). Das langsam drehende Rotorsystem weist neben geringen Lärmemissionen noch weitere Vorteile in Bezug auf die Umweltverträglichkeit auf (z.B. besseres aerodynamisches Nachlaufverhalten).



**Vorteile bei Transport und Montage:** Infolge verhältnismässig kleiner und/oder leichter Bauteile ist eine Aufstellung auch bei begrenzten Platzverhältnissen und engen Zufahrtsstrassen möglich. Sämtliche Teile können mit einem herkömmlichen LKW transportiert werden.

Bei einfachen Wartungs- und Reparaturarbeiten auf dem Rotor wird dieser formschlüssig arretiert. Bei Rotorlager-, Generator- oder Getriebeschäden muss der Rotor zu deren Demontage nicht abgebaut werden. Die allfällig zu reparierenden Komponenten können ohne Kran mittels Seilwinde und Umlenkrollen im Turm abgesenkt und unten direkt auf einen LKW aufgeladen werden.

### ***Hauptkomponenten der Vertical Sky® A32***

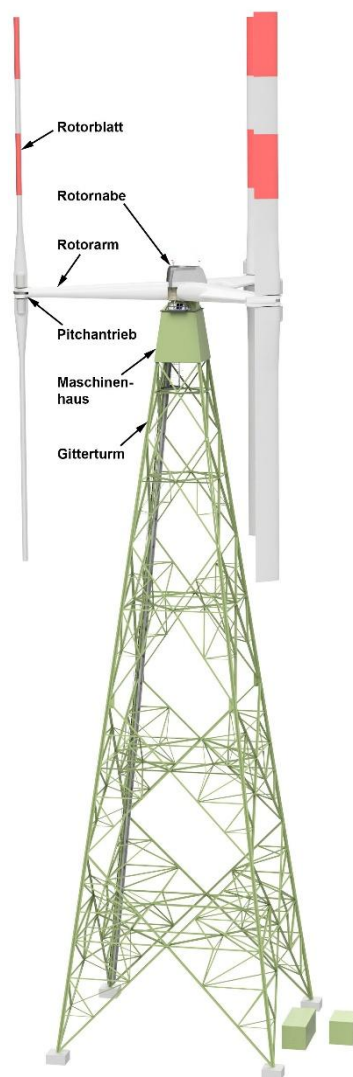


Abbildung 2: Hauptkomponenten Vertical Sky® A32

### ***Rotorsystem***

Das Rotorsystem der Vertical Sky® A32 ist ein Vertikalrotor bestehend aus drei Rotorblattsystemen, den Rotorarmen und der Rotornabe. Die Rotorblattsysteme übertragen die kinetische Energie des Windes über die Rotorarme und Rotornabe auf den Antriebsstrang.



## **Rotorblattsystem**

Das gesamte Rotorblattsystem mit der Pitch-Steuerung ist das Kernstück der Vertical Sky® A32. Es ist aus hochwertigen Faserverbundwerkstoffen hergestellt und mit einem Blitzschutzsystem ausgestattet. Jedes der drei Rotorblattsysteme ist frei steuerbar und besteht aus je zwei einzelnen Rotorblättern.

Die Ziele der Entwicklung des Rotorblatt- und Pitch-Systems waren:

- Hoher Leistungsbeiwert  $c_p$
- Einfaches mechanisches Design
- Effizienter Materialeinsatz
- Niedrige mechanische Lasten
- Geringe Geräuschemissionen
- Optimierte Aerodynamik (kein Strömungsabriss, geringe Vibrationen)

Die Rotorblätter sind speziell für eine permanente Pitch-Steuerung und eine variable Drehzahl entwickelt und können mittels dem Pitch-Antrieb unabhängig voneinander um die eigene Achse gedreht werden. Abhängig von den gegebenen Windverhältnissen werden die Rotorblätter permanent in Position gestellt, um mit dem optimalen Anstellwinkel zur Energieausbeute beizutragen und Strömungsabrisse zu verhindern.

## **Pitch-Antrieb**

Die drei Antriebe für die Pitch-Verstellung (je einer pro Rotorblattsystem) sind in der Mitte der Rotorblätter positioniert. Sie sind elektronisch miteinander verbunden, aber individuell steuerbar. Die Antriebe werden von getriebelosen Motoren angetrieben. Diese gewährleisten eine hohe dynamische Verstellgenauigkeit und Dauerbetriebsfähigkeit.

Der hochpolige, permanenterregte Synchronmotor kann im unteren Drehzahlbereich ein konstant hohes Drehmoment erzeugen. Er eignet sich daher gut, um bei der eher langsamen Blattverstellung den Pitchwinkel exakt einzuhalten. Weitere Vorteile sind die gute Regelbarkeit und kompakte Bauweise des Motors sowie das gutmütige Verhalten bei Überlast. Dieses äussert sich darin, dass bei einem Moment oberhalb der Leistungsgrenze des Motors keine Bauteile beschädigt werden, sondern der Motor die gewünschte Drehung nicht mehr ausführt.

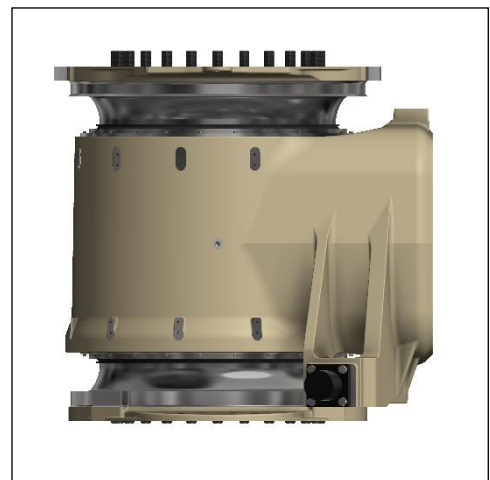


Abbildung 3: Pitch-Antrieb-Baugruppe CAD Modell



## **Rotorarm**

Die Rotorarme verbinden die Rotorblattsysteme mit der Rotornabe. Sie sind aus Faserverbundwerkstoffen (CFK/GFK) hergestellt und mit Hilfe von Verschalungen aerodynamisch verkleidet.

## **Rotornabe**

Die Rotornabe verbindet die Rotorarme mit der Rotorwelle. Sie ist gegossen und wird mit einer Haube abgedeckt.



Abbildung 4: Nabe gegossen



Abbildung 5: Nabe mit Verschalung und Rotorarmen

## **Antriebsstrang**

**Rotorlagerung und Maschinenträger:** Die Rotorlagerung liegt etwas unterhalb der Rotormitte und besteht aus druckölgeschmierten Wälzlagern, der Rotorwelle und Gehäuseteilen. Die Lagerung überträgt die aus den Windlasten resultierenden Kräfte in den Maschinenträger.

Der Maschinenträger verbindet die Rotorlagerung und das Getriebe mit dem Turmsystem. Im Maschinenträger befindet sich auch die Rotorarretierung, mit welcher der Rotor formschlüssig gegen Drehen gesichert werden kann.

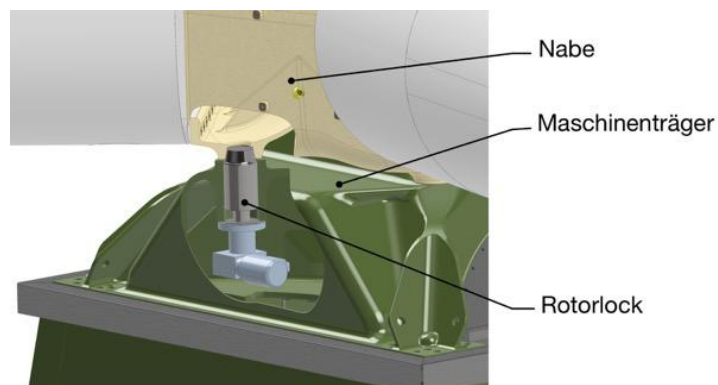


Abbildung 6: Manuelle Rotorblockierung durch Rotorlock



**Getriebe:** Das Getriebe erhöht die niedrige Rotordrehzahl in eine hohe Generator-Drehzahl. Es besteht aus zwei gekoppelten Planetenstufen und einer Stirnradstufe. Angetrieben wird das Getriebe über eine doppelkardanische Zahnkupplung. Das Getriebe ist direkt an den Maschinenträger geflanscht.



Abbildung 7: Getriebe

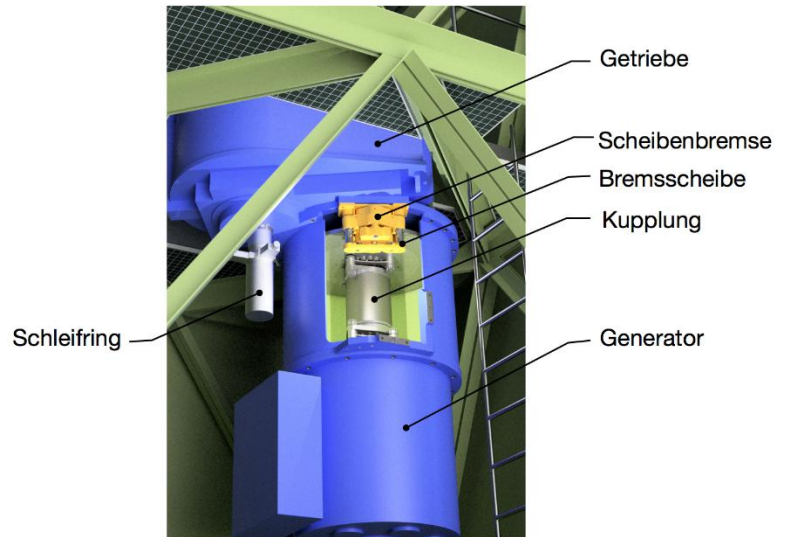


Abbildung 8: Ausschnitt Maschinenhaus, Rotorbremse

**Gemeinsames Schmierölsystem Antriebsstrang:** Das Rotorlager und das Getriebe werden über ein gemeinsames Schmierölsystem geschmiert. Das Öl wird durch eine elektrische Zahnradpumpe zu den Lagerstellen und Zahnradeingriffen verteilt. Verschiedene Sensoren messen Druck, Temperatur, Reinheit und Pegel des Öls, um jederzeit optimale Betriebsbedingungen zu gewährleisten.

**Kühlsystem Antriebsstrang:** Das Schmieröl und der Generator werden über einen zentralen Wasserkreislauf gekühlt. Die Wassertemperatur wird mittels eines Wasser-Luft-Radiatorkühlers reguliert. Die Abwärme des Schmieröls wird über einen Plattenwärmetauscher an das Kühlwasser abgegeben. Der Generator wird direkt mit Wasser gekühlt.

**Momentenübertragung schnelle Welle:** Das Drehmoment der Getriebe-Abgangswelle wird über eine doppelkardanische, drehsteife Kupplung auf den Generator übertragen.

**Generator:** Als Generator wird eine Synchronmaschine verwendet.

**Generatorschaltsystem:** Das Schalten der Energie erfolgt durch den Leistungsschalter zwischen Umrichtersystem und Transformator. Zudem übernimmt der Leistungsschalter durch eine selektive Überstromabschaltung die Schutzfunktion für den Umrichter.

**Umrichtersystem:** Die Vertical Sky® A32 verfügt über einen Vollumrichter mit IGBT-Technologie, um den Generator mit dem Stromnetz zu koppeln. Dadurch werden die Frequenz, die Phasenlage sowie die Amplitude der Netzeinspeisung auch bei ändernder Rotordrehzahl konstant gehalten.

**Maschinentransformatorsystem:** Ein Transformator erhöht die 3-Phasenspannung von 400 VAC (Niederspannung) auf die am Standort geforderte Spannungsebene (10.5kV für Grevenbroich), um die Generatorleistung an das Mittelspannungsnetz abzugeben.

### Weitere Systeme

**Turmsystem:** Der Gittermastturm der Vertical Sky® A32-750/105 hat einen quadratischen Grundriss und wird nach oben verjüngt. Am Kopf des Gitterturms werden die Lasten des Rotorsystems in den Turm eingeleitet. Am Turmfuss werden die Lasten über vier Einzelfundamente in den Boden eingeführt.



Die Profilwahl erfolgt nach den Liefermöglichkeiten von feuerverzinkten Standard-Winkelprofilen. Die Konstruktion wird durch ein wartungsfreies Schliessringbolzen-System verschraubt. Das Maschinenhaus befindet sich zuoberst auf dem Gitterturm. Die Zugänglichkeit des Maschinenhauses wird durch ein Steigsystem und einen mobilen Schienenlift ermöglicht. Die Steifigkeit des Gittermastturms wird für die Schwingungsanforderungen der VAWT ausgelegt und mit einem Gesamtrechenmodell überprüft. Die Baustatik- und Ermüdungsnachweise wurden nach den gültigen Baunormen des Eurocodes unter Berücksichtigung der Deutschen Nationalen Anhänge erbracht.

**Fundament:** Die Gründung besteht aus vier Einzelfundamenten an den Eckstielen. Sie ist von den örtlichen Bodenbedingungen abhängig und wird standortspezifisch ausgelegt.

**Potentialausgleich, Blitzschutz:** Um Schäden beim unvermeidlichen Blitzeinschlag in die Anlage zu vermeiden oder Potentiale, die im normalen Betrieb der Anlage entstehen, auszugleichen, ist die WEA mit einem Blitzschutz- und Potentialausgleichssystem ausgerüstet. Die Rotorblätter bilden den exponiertesten Teil der Anlage und sind entsprechend geschützt. Blitze werden von den Rotorblättern eingefangen und durch das äussere Blitzschutzsystem ins Erdreich geleitet.

### **Betrieb Vertical Sky® A32**

**Steuerung der Vertikalachsen-Windturbine:** Das Steuerungssystem misst alle Umwelt- und Anlagedaten und wertet sie aus. Das Steuerungssystem ist verantwortlich für einen geordneten Ablauf des Betriebs der Windkraftanlage (Anfahren, Betrieb bei verschiedenen Windsituationen, Abfahren, usw.). Das Steuerungssystem enthält alle Bedienfunktionen, die Überwachungsfunktionen, die Diagnose und Datenerfassung, das Alarmsystem, usw. Das Steuerungssystem gibt Vorgabewerte (Befehle, Sollwerte, usw.) an die untergeordneten Systeme vor.

**Startverfahren der Anlage:** Für den Startvorgang der Windturbine wird eine Pitchkurve gewählt, welche einen konstanten Anstellwinkel für das Profil bei jeder während dem Startvorgang durchlaufenen Schnelllaufzahl vorsieht.

**Stopverfahren der Anlage, normales Herunterfahren der Windturbine:** Durch eine entsprechende Einstellung der Rotorblätter wird die aerodynamische Leistungserzeugung zurückgefahren. Der Generator hilft zusätzlich mit die Rotordrehzahl zu reduzieren. Nach Erreichen des Rotor-Stillstandes sind die Rotorblätter freigeschaltet und es wird keine Energie mehr produziert. Rotor und Rotorblätter trudeln im Wind.

**Stopverfahren der Anlage, Notabschaltung:** Nachdem das Sicherheitssystem eine Notabschaltung verlangt hat oder nach dem Drücken des Nothaltesters muss die Turbine möglichst schnell zum Stillstand kommen. Dies geschieht durch das Freischalten der Rotorblätter und das Freischalten der Anlage vom elektrischen Netz. Dadurch wird der Rotor rasch zum Stillstand gebracht.

**Vollastbetrieb: Windgeschwindigkeiten von 12 - 18 m/s:** Im Vollastbetrieb wird die VAWT bei Nennleistung und Nenndrehzahl betrieben. Dabei hält der Umrichter des Energiestranges die Leistungsabgabe an das Netz konstant, während der Drehzahlregler des Rotors die geeigneten Pitchkurven der Rotorblattsteuerung so wählt, dass die Nenndrehzahl gehalten werden kann. Durch die sehr schnelle Rotorblatt-Verstellung ist eine nahezu verzögerungsfreie Anpassung an die sich ständig ändernden Bedingungen (Windgeschwindigkeit und Windrichtung) realisierbar.

**Teillastbetrieb: Windgeschwindigkeiten 3 - 12 m/s:** Im Teillastbetrieb ändert sich die Rotordrehzahl im Verhältnis zur Windgeschwindigkeit, weil von der Turbine nur so viel Leistung entnommen werden kann, wie im Wind vorhanden ist.

**Sicherheitskreis:** Der Sicherheitskreis ist der Anlagensteuerung hierarchisch übergeordnet und wird aktiviert, falls sicherheitsrelevante Grenzwerte überschritten werden. In einem solchen Fall wird die Anlage in den sicheren Zustand versetzt. Die Wahl der relevanten Sicherheitsfunktionen (nachfolgende Tabelle) basiert auf der Risikobeurteilung der Maschine.



### **Sicherheitsfunktionen**

1. Schutz vor Drehzahlüberschreitung des Rotors
2. Schutz vor Betrieb bei zu hoher Windgeschwindigkeit
3. Abschalten bei Betätigung der Not-Stopp-Taste
4. Schutz vor übermässigen Schwingungen
5. Schutz vor Überleistung

**Steuerung Sicherheitskreis:** Der Sicherheitskreis läuft unabhängig von der Anlagesteuerung. Die Steuerung des Sicherheitskreises nimmt die Signale der Sicherheitssensoren auf, wertet sie aus, aktiviert die Bremssysteme und versetzt die VAWT in den sicheren Zustand.

### **Sicherer Zustand**

**Sichere Betriebsgrenzwerte im Betrieb:** Die Vertical Sky® A32-750/105 wird für den Standort in Grevenbroich im Windgeschwindigkeitsbereich zwischen 3 und 18 m/s Wind betrieben. Sobald die Windgeschwindigkeit die zugelassenen Werte übersteigt, wird der Stopp Vorgang ausgelöst und die Turbine heruntergefahren.

**Trudelbetrieb:** Im Trudelbetrieb sind die Rotorblätter freigestellt, sie drehen sich aus dem Wind. Der Rotor kann um den Azimut pendeln, was auch Stillstandsschäden vorbeugt.

**Bremssysteme:** Die Vertical Sky® A32 verfügt mit den drei Blattsystemen über drei voneinander unabhängige, aerodynamische Bremssysteme. Die mechanische Feststellbremse am Getriebe wird eingesetzt, um den Rotor während des Trudelbetriebs komplett in den Stillstand zu bringen. Sie kann auch manuell betätigt zu Servicezwecken eingesetzt werden.



## 1.9 Schadensereignisse und Weiterentwicklung der A32

Mitte November 2020, gut eine Woche vor Abschluss der geplanten Arbeiten zur Inbetriebnahme, kam es im Rahmen eines ungewöhnlichen Windereignisses zu einem bisher in der Norm nicht bekannten Lastfall, der zu einem Schaden am Prototyp führte. Die umfassenden Untersuchungen auf Basis der vorhandenen Messdaten und in Zusammenarbeit mit Schadenexperten erlaubten den Schadenshergang zu rekonstruieren und zu simulieren, so dass wertvolle Erkenntnisse gewonnen und Massnahmen zur zukünftigen Vermeidung entwickelt und umgesetzt werden konnten. In der Folge wurde die Windturbine mit Ausnahme des Turmes demontiert.

Alle bis dahin gewonnenen Erkenntnisse flossen in die Entwicklung einer neuen, zweiten Generation des Prototyps ein. Dieser wurde mit zusätzlichen Auflagen erneut zertifiziert, neu hergestellt und 2022 wieder aufgebaut. Die Montage des zweiten Prototyps konnte dank umgesetzter Optimierungen sechsmal schneller erfolgen, als es noch beim ersten Prototyp der Fall war. Grundsätzlich hat sich die überarbeitete Anlagen-Konstruktion bewährt und schien für einen späteren kommerziellen Einsatz bereit. Die auferlegten Messungen der Eigenfrequenzen zeigten eine hohe Übereinstimmung mit den Berechnungen. Alle an der neuen Prototypen-Anlage durchgeführten Tests vor der Inbetriebnahme erfolgten reibungslos. Dabei konnten bereits einige Messdaten erhoben und viele wertvolle Erkenntnisse gewonnen werden, die in die Entwicklung der zukünftigen Serienanlagen einfließen.

An einem Morgen im November 2022 wurden an zwei Rotorarmen Risse entdeckt, welche am Abend zuvor noch nicht vorhanden waren. Sie mussten in der Nacht, im Stillstand, entstanden sein. Spontan war nicht erklärbar, woher diese Beschädigungen stammen konnten. Erst nach verschiedenen Untersuchungen und strukturierter Analyse gab es Erklärungen dafür. Im Frühling 2023 war dann klar, dass die abschliessend erklärenden Ursachen und die daraus entstehenden Lösungen Versuchsreihen in einem Windkanal erfordern. Gleichzeitig wurde entschieden, den Rotor der Windturbine erneut zu demontieren. Während den Arbeiten konnten leider weitere Beschädigungen, u.a. auch am Turm, nicht verhindert werden, so dass es keine Alternative mehr gab, als die ganze Anlage inkl. Turm zurückzubauen.

## 1.10 Optimierungen im Windkanal

In den darauf folgenden Windkanalversuchen konnte das vermutete (Fehl-)Verhalten der Anlage A32 bei bestimmten Strömungssituationen reproduziert werden. Es zeigte sich, dass im Stillstand je nach eingestellter Rotorblattposition und Anströmung neue Lastfälle entstehen, die bisher in den Rechenmodellen nicht erfasst waren. Daraufhin wurde eine vollständig funktionsfähige kleine Windkanal-Anlage gebaut, welche die Eigenschaften (u.a. Steifigkeit) der grossen Prototypanlage sowie deren identische Steuerung hatte. Mit dieser Anlage wurde im Windkanal in zwei weiteren Versuchsreihen eine Betriebsführung experimentell entwickelt und gemessen, die es ermöglicht, eine Vertical Sky®-Anlage jederzeit aus verschiedenen Betriebszuständen in einen sicheren Zustand zu steuern. Die Messungen haben erneut eine sehr hohe Übereinstimmung mit unserem Rechenmodell gezeigt und gleichzeitig konnte mit den erhobenen Daten das Rechenmodell noch weiter verfeinert werden.

Zusätzlich konnten bei den Windkanalversuchen die vielen berechneten Pitch-Kurven der Rotorblatt-Pitch-Steuerung getestet und bereits optimiert werden. Als dritten Punkt der Messreihen konnten modifizierte Rotorblätter mit einem optimierten Rotorblattprofil getestet werden, welche zuvor im Rahmen eines durch die Zürcher Hochschule für angewandte Wissenschaften begleiteten Forschungsprojekts speziell für unsere Windturbinen entwickelt wurden. Diese weisen eine höhere Effizienz auf und haben auch einen positiven Einfluss in Bezug auf die einwirkenden Kräfte bei den sicheren Betriebszuständen. Diese neuen Rotorblätter haben sich im Windkanal bereits bewährt.



Abbildung 9: Versuchsreihen im Windkanal mit einem kleinen voll funktionsfähigen Vertical Sky®-Modell

Mit diesen Versuchen im Windkanal konnten die bisher unbekannt Lastfälle geklärt und analysiert sowie auch die Lösungen dafür identifiziert werden. Die Lösung erfolgt vollständig über die Betriebsführung der Anlage, d.h. mittels der richtigen Steuerung der Anlage. Die Konstruktion der Anlage als solches, hat sich, wie erwähnt, bereits beim Prototyp bewährt. Dennoch werden für die nächstgeplanten grossen Anlagen konstruktive Optimierungen einfließen. Mit diesen als Serienmodelle geplanten Anlagen sollen erste kommerzielle Projekte realisiert werden können.

### 1.11 Situation nach dem Rückbau der A32

Trotz der beiden Schadenereignisse, konnten viele im vorliegenden Projekt vorgesehene Arbeitspakete abgeschlossen und viele Erkenntnisse gewonnen werden. Es waren aber auch noch wesentliche Arbeitspakete offen. Insbesondere konnten noch keine längeren Messkampagnen durchgeführt und Nachweisdaten erhoben werden. Da die Prototypen-Anlage demontiert und rückgebaut wurde, konnten die noch offenen Arbeitspakete an dieser Anlage nicht abgeschlossen werden. Es wurde darum entschieden, eine verkleinerte Testanlage zu bauen.

### 1.12 Die Vertical Sky®-Testanlage A6

Die beiden realisierten Prototyp-Generationen von Vertical Sky® A32 haben auf der einen Seite zu Optimierungen der Anlagenkonstruktion geführt, die sich heute auf hohem Niveau befindet. Auf der anderen Seite haben sie auch neue Lastfälle hervorgebracht, die bisher noch unbekannt waren. Diese Lastfälle verursachten Schäden und sind im zu dem Zeitpunkt vermeintlich «sicheren Zustand» der Anlage aufgetreten.

Die Analyse dieser Lastfälle im Windkanal ermöglichte einerseits die gezielte Ermittlung sicherer Zustände, in der die Anlage spezifizierte Extrem-Situationen unbeschadet überstehen, und andererseits, wie sie mittels Anlagensteuerung aus jeder Betriebssituation heraus in einen sicheren Zustand gebracht werden kann.

Auf der Basis der gesammelten Erfahrungen wurde das Vertical Sky®-Design nun hin zu einem Serienstadium optimiert. Dabei kam der Betriebsführung der Anlage (Anlagen-Steuerung) ein



entscheidender Stellenwert zu. Aus diesem Grund wurde entschieden, diese zuerst an einer kleineren Testanlage ausgiebig zu prüfen, bevor eine Anlage im Massstab 1:1 errichtet wird. Die verkleinerte Testanlage entspricht dem Design der künftigen Anlagen, mit den vorgesehenen Optimierungen/Weiterentwicklungen, wurde aber wegen den schwachen Windbedingungen am Standort als Leichtwind-Anlage dimensioniert. Daher hat sie nur eine Nennleistung von 3.6 kW (bei 6.5 m/s), eine Gesamthöhe von 23 m, eine Naben- resp. Turmhöhe von 18 m, eine Rotorblattlänge von 10 m und einen zylindrischen Rotordurchmesser von 6 m (Modell A6). So ausgelegt, kann die Anlagensteuerung an diesem Standort äquivalent zu späteren Anlagen im Teil- und Vollastbetrieb getestet werden. Kritische Betriebssituationen können unter realen Bedingungen getestet und die Anlagensteuerung für den späteren Betrieb auf der 1:1-Anlage optimal eingestellt werden.

Die Testanlage A6 wurde entwickelt und im Oktober 2024 in Brütten ZH auf dem Mast einer ausgedienten konventionellen Windanlage errichtet. Im Anschluss fand die Inbetriebnahme statt und danach die Betriebsphase mit der Erhebung von Messdaten.

### 1.13 Technische Daten Vertical Sky® A6

Datenblatt Vertical Sky® A6	
Typenbezeichnung	A6
Nennleistung	3.6 kW
Nennhöhe	23 m
Nenndurchmesser	6 m
Anzahl Rotorblattsystem	3 individuelle Systeme, jedes mit 2 Rotorblättern
Länge Rotorblattsystem	10 m
Höhe Rotormitte	18 m
Drehzahlbereich des Rotors	variabel, 24.8 – 53.8 UpM
Startwindgeschwindigkeit	2.5 m/s
Nennwindgeschwindigkeit	6.5 m/s
Abschaltwindgeschwindigkeit	14 m/s
Überlebenswindgeschwindigkeit	52.5 m/s
Windklasse	S
Lebensdauer	5 Jahre
Generator	PMG permanent erregter Synchrongenerator
Umrichter	4Q-Vollumrichter
Bremssysteme	aerodynamische Rotorblattbremse und mechanische Feststellbremse, Scheibenbremse auf Generatorseite
Anlagensteuerung	SPS-Steuerung
Pitch-Steuerung	Pitch-Kurvensteuerung mit elektrisch geregelter Motor
Turmsystem	Schleuderbetonturm, von früherer Horizontalanlage bestehend



## 1.14 Erste Serienanlage: Vertical Sky® A40

Unter Berücksichtigung der Erfahrungen mit den A32- und A6-Anlagen wird aktuell die Entwicklung und Konstruktion der ersten Serie von kommerziellen Grossanlagen vorangetrieben. Die Anlagen werden einen Rotordurchmesser von 40 m haben (Modell A40) und eine Nennleistung von 1000 kW liefern. Die wesentlichen Abweichungen zur A32 sind in der Flügelform, in der Betriebssteuerung und in der Konstruktion der Rotorarme aus Stahl.

Datenblatt Vertical Sky® A40	
Typenbezeichnung	A40
Nennleistung	1 MW
Nennhöhe	132.5 m
Nenndurchmesser	40 m
Anzahl Rotorblattsystem	3 individuelle Systeme, jedes mit 2 Rotorblättern
Länge Rotorblattsystem	65 m
Höhe Rotormitte	100 m
Drehzahlbereich des Rotors	variabel, 3.7 – 13.7 UpM
Startwindgeschwindigkeit	3 m/s
Nennwindgeschwindigkeit	12 m/s
Abschaltwindgeschwindigkeit	20 m/s
Überlebenswindgeschwindigkeit	59.5 m/s
Windklasse	III/A gemäss IEC 61400
Lebensdauer	25 Jahre
Generator	Permanentmagneterregter Synchrongenerator
Umrichter	4Q-Vollumrichter
Bremssysteme	aerodynamische Rotorblattbremse und mechanische Feststellbremse, Scheibenbremse auf Generatorseite
Anlagensteuerung	SPS-Steuerung
Pitch-Steuerung	Pitch-Kurvensteuerung mit elektrischem geregelter Motor
Turmsystem	Stahlrohrturm, alternativ Holz-Fachwerkturm

*Beim Datenblatt der künftigen Anlagen handelt es sich um eine vorläufige Fassung, da sich einzelne Spezifikationen noch ändern können.*



## 2 Vorgehen, Methode, Ergebnisse und Diskussion

### 2.1 Aufbau der Anlage A32

Die Anlage Vertical Sky® A32 wurde auf dem Windtestfeld in Grevenbroich, Nordrhein-Westfalen aufgebaut. Der Aufbau der Anlage erfolgte über einen Zeitraum von über einem Jahr. Fundamente wurden im März/April 2019 gegossen, der Turm inklusive Maschinenhaus wurde anschliessend bis September aufgebaut. Die Montage des Triebstranges, der Nabeneinheit samt Rotorarme sowie der Rotorblätter erfolgte zwischen Ende Mai und Anfang September 2020. Der Grund für die Pause war vor allem der Verzug in der Compositeproduktion infolge technischer Schwierigkeiten und des Umzugs der Produktionsstätte. Die Montage erfolgte mit einem DEMAG CC1400 Raupenkran. Das angewandte Montagekonzept wurde speziell auf die Möglichkeiten des Raupenkranes abgestimmt, somit waren Montagegruppengewichte bis 60 t und Fahren unter Last möglich. Die folgenden Bilder zeigen die verschiedenen Montageschritte.



Abbildung 10: Sektionsweises Aufrichten des Turmes

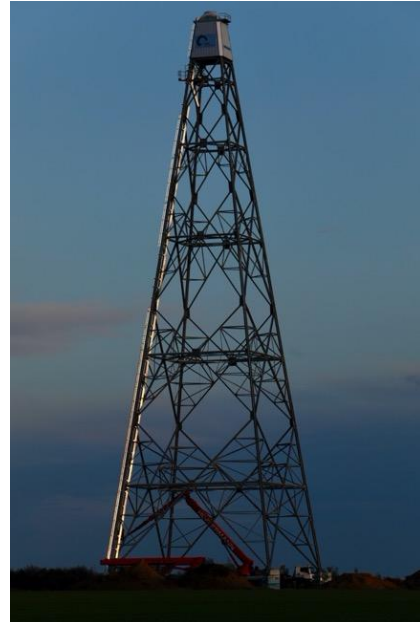


Abbildung 11: Errichteter Turm mit Maschinenhaus



Abbildung 12: Vormontage des Rotorsterns (Nabe mit den 3 Rotorarmen)



Abbildung 13: Montage des Rotorsterns mit Raupenkran



Abbildung 14: Transport der Rotorblätter



Abbildung 15: Aufrichten des 3. Blattstrangs



## **Inbetriebnahme A32**

### ***Vormontage Getriebe im Werk***

Nach dem Zusammenbau des Getriebes wurden diverse Tests durchgeführt. Dabei wurde der Generator motorisch betrieben und stufenweise auf Überdrehzahl gebracht. Dies wurde im Leerlauf durchgeführt. Parallel dazu wurden alle IOs und Hilfsaggregate (Pumpen, Lüfter) eingestellt. Dabei wurden einige Korrekturen im Schaltplan vorgenommen sowie Elemente im Schaltschrank ausgetauscht, damit die Funktion gewährleistet werden konnte. Nach einer Verbesserung der Ölschmierung, die eine bessere Kühlung der schnellen Welle brachte, waren auch die Temperaturmesswerte in Ordnung. Schlussendlich bestand der Aufbau den offiziellen Leerlauftest nach Prüfprotokoll, inkl. Vibrations- und Lärmmessung.



Abbildung 16: Teilinbetriebnahme Getriebe im Werk

### ***Vormontage Pitchantriebe im Werk***

Der Pitchmotor konnte nach dem Zusammenbau auf dem Montagebock im Leerlauf getestet werden. Es zeigte sich, dass es enorm wichtig ist, den Positionsensor präzise auszurichten. Die vorgegebenen Kurven konnten mit dem Lageregler abgefahren werden. Auf eine Optimierung der Reglereinstellung wurde verzichtet, da die mechanische Last noch viel zu klein war. Für jeden Antrieb wurden Inbetriebnahmeprotokolle erstellt und Dauertests durchgeführt.



Abbildung 17: Teilinbetriebnahme Pitchantrieb im Werk

### ***Inbetriebnahme der Pitchantriebe auf der Anlage***

Etwas überraschend war hier, dass sich die Signalqualität der Drehgeber durch Transport und Montage verschlechtert hatte. Der Drehgeber musste in einem Fall neu justiert werden, was eine Neueinstellung der Motorregelung bedingte. Hier zeigte sich, wie stark sich die Qualität des Drehgebersignals auf die Dynamik der Antriebsregelung auswirkt. Herausfordernd waren besonders die grosse mechanische Trägheit des Rotorblatts und die auftretenden aerodynamischen Kräfte, die auf das Blatt einwirkten. Die Reglereinstellung wurde schliesslich für eine Nachlaufregelung mit Pitchkurven optimiert und es wurden akzeptable Schleppfehler erreicht. Insgesamt hat aber die Lageregelung gut funktioniert, wie auch die Wasserkühlung und Temperaturüberwachung der Motoren. Die Leistungselektronik kam mit den eher rauen Umgebungsbedingungen und den Beschleunigungen und Vibrationen im Rotor gut zurecht.



## 2.2 Teilprojekt 1: Betriebsführung A32

Arbeitspaket	Beschreibung
1	Erstellung Pflichtenheft für Betriebsführungs- und Sicherheits-Steuersystem
2	Umsetzung der Steuerungssoftware
3	Umsetzung einer Steuerungshardware- Umgebung zu Testzwecken
4	Durchführung von Softwaretests im Labor
5	Durchführung von Softwaretests im Feld auf der Anlage

### **Betriebszustände**

Im Wesentlichen befasste sich die Betriebsführungssteuerung mit den folgenden Aufgaben:

- Zustandsmaschine für Betriebszustände und Zustandsübergänge.
- Die Steuerung respektive Regelung der aerodynamischen und elektrischen Leistung und die Regelung der Rotordrehzahl (Turbinenregelung).
- Generierung und Übergabe der Sollwerte an die Rotorblatt- Positioniersysteme.
- Generierung und Übergabe der Leistungsvorgabe an den Umrichter.
- Steuer- und Regelungs-Funktionen für alle Hilfssysteme.
- Überwachungs- und Alarm-System für die ganze WEA.
- Bedienfunktionen für Betrieb und Wartung der ganzen WEA.
- Erfassung und Aufzeichnung von Betriebsdaten der WEA.
- Schnittstelle für den Fernzugriff auf die WEA.

Im Folgenden werden die Betriebszustände dargestellt:

Bezeichnung	Zustand	Beschreibung
BZ_01	Stillstand (Idling)	Trudelbetrieb, die Anlage ist im «stand by» Modus und jederzeit betriebsbereit sofern die Windbedingungen und der Sicherheitszustand dies zulassen
BZ_02	Anlagenüberprüfung	Hilfsaggregate / Kühlsysteme werden auf Betriebstemperatur gefahren.
BZ_03	Anfahren (Start_up)	Die Anlage wird auf die Söldrehzahl gefahren. Dies geschieht rein aerodynamisch. Parallel dazu wird der Generator rampenförmig dazu geschaltet.
BZ_04	Lastbetrieb (Power_production)	Stromerzeugung. Es wird unterschieden zwischen Teil- und Vollast. Teillast ist der Betrieb bis zur Nennwindgeschwindigkeit, Vollast der Betrieb darüber. Im Teillastbetrieb wird mit variabler Drehzahl gefahren während



		im Vollastbetrieb die max. Drehzahl und Leistung begrenzt wird. Die Begrenzung wird mittels dem Pitchregler realisiert welcher den Wirkungsgrad der Anlage künstlich verschlechtert um die Leistung auch bei Windgeschwindigkeiten über der Nennwindgeschwindigkeit konstant zu halten.
BZ_05	Abfahren (Normal_stop)	Die Anlage wird runtergefahren, dies geschieht rein aerodynamisch. Der Generator bleibt am Netz bis zu einer tiefen Drehzahl.
BZ_06	Stillsetzen	Hilfsaggregate / Kühlsysteme laufen noch zum Abkühlen
BZ_07	Wartung (Parked)	Servicebetrieb. Sobald der Serviceschalter aktiviert ist, wird die Anlage in den Servicebetrieb gesetzt. In diesem Zustand kann der Rotorlock eingefahren werden.
BZ_08	Notabschaltung (Emergency_stop)	Die Notabschaltung wird durch das Sicherheitssystem oder durch schwerwiegende Fehler an der Anlage ausgelöst. Z.B. durch Ueberdrehzahl oder zu starke Vibrationen am Turmkopf. Bei einer Notabschaltung wird mittels Steuerung der Rotorblätter die Anlage in den sicheren Trudelbetrieb geführt.

Tabelle 1: Betriebszustände



## Betriebszustände und Zustandsübergänge

CHH, ERE, 20.12.2017

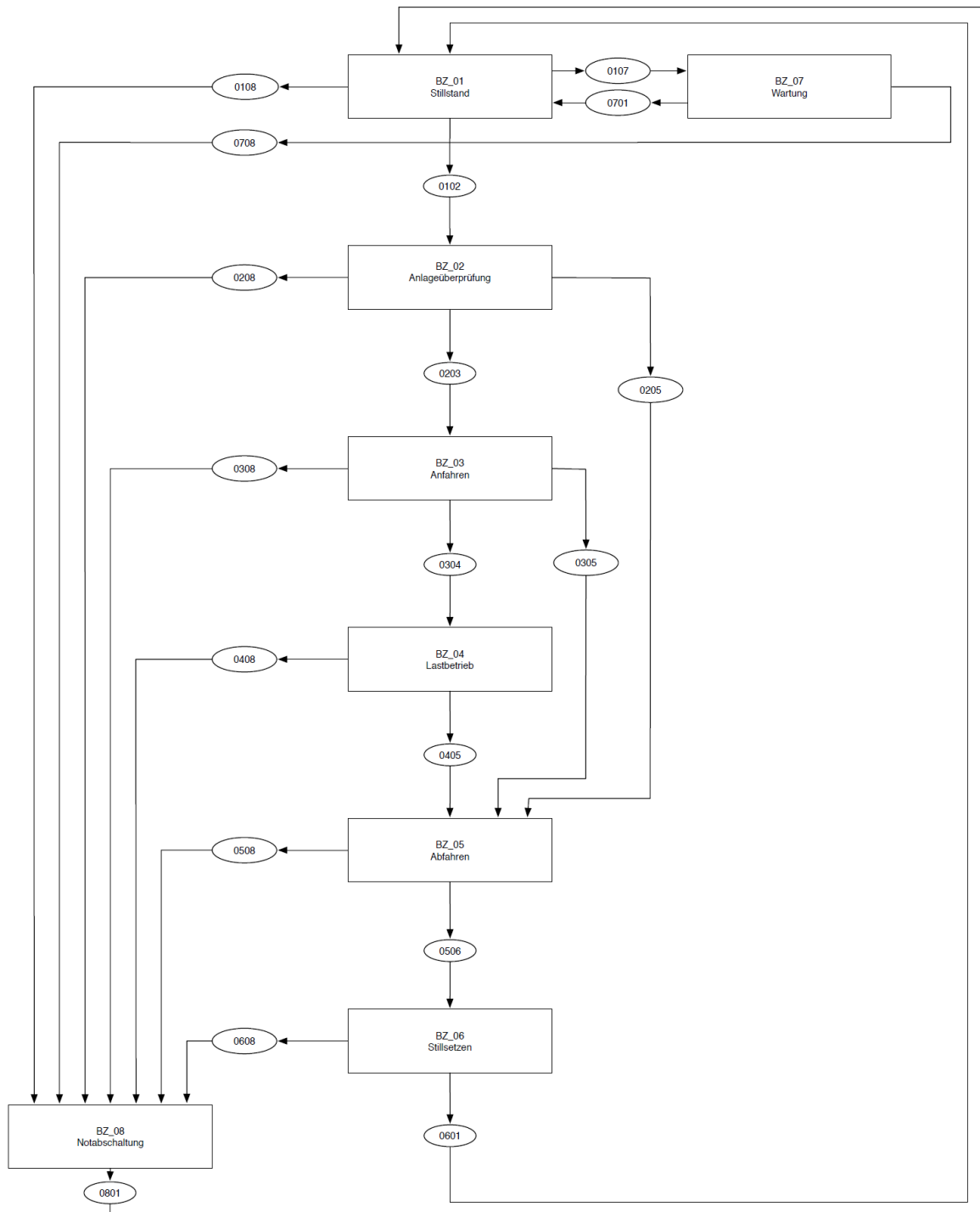


Abbildung 18: Betriebszustände und Zustandsübergänge



### 2.3 Teilprojekt 2: Getriebeentwicklung / Getriebebelastung A32

Arbeitspaket	Beschreibung
1	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Annehmen von Getriebedaten für Lastberechnungen</li><li>▪ Abschätzen eines konservativen Lastspektrums für den Getriebehersteller</li></ul>
2	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Auslegung und Entwicklung des Getriebes durch den Getriebehersteller</li></ul>
3	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Anpassen des Lastberechnungsprogrammes speziell für Erstellung eines detaillierten Lastkollektives</li><li>▪ Wiederholen der massgebenden Lastfälle aufgrund der bekannten Getriebeeigenschaften</li><li>▪ Erstellen eines detaillierten Lastkollektives aufgrund neuen Lastberechnungen</li></ul>
4	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Messung der Getriebetemperaturen bei Nenn- und Überdrehzahl im Leerlaufbetrieb</li></ul>

Das für die Getriebeauslegung relevante Lastkollektiv wurde mit einem Berechnungsprogramm ermittelt. Das Programm ist eine Erweiterung des AWP-eigenen Berechnungstools DMSM\_T, welches die aerodynamischen Lasten berechnet. Eine detaillierte Beschreibung des Double Multiple Stream Tube Models findet sich in [1]. Die Windgeschwindigkeitsabsenkung wird iterativ in Abhängigkeit des Anstellwinkels des Rotorblattes berechnet. Je grösser der Anstellwinkel (unterhalb des Stall Bereiches), desto mehr Auftrieb und somit auch Vortrieb wird generiert.

Sämtliche Lasten, auch die für das Getriebe wurden vom TÜV Rheinland und UL Solutions im Rahmen der Prototypenzertifizierung zertifiziert.

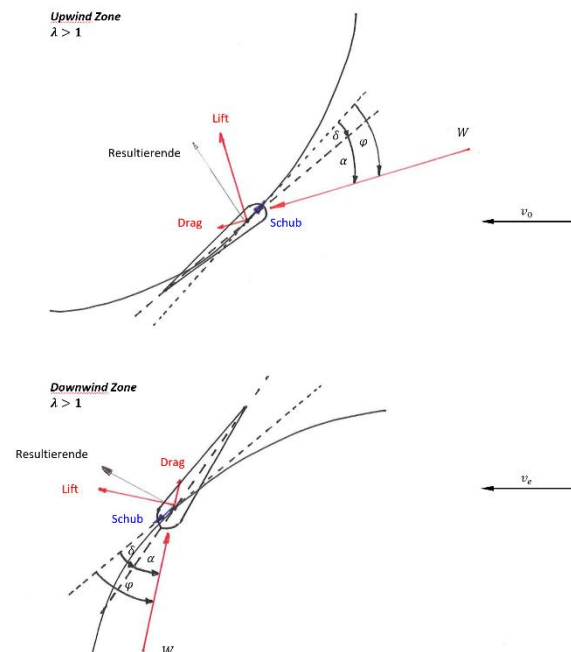


Abbildung 19: aerodynamische Kräfte am Rotorblatt im Up- und Downwindbereich





Abbildung 21: Messen / Einstellen des LSS Lagerspiels (Low Speed Shaft)



Abbildung 22: Einfügen des Planetenträgers in das Gehäuse



Abbildung 23: Aufschrupfen des Stirnrads



Abbildung 24: Zusammenfügen von Abtriebsgehäuse an Planetenstufe



Abbildung 25: Komplettes Getriebe mit Montagerahmen



## 2.4 Teilprojekt 3: Lärmentwicklung A32 (theoretische Betrachtungen)

Arbeitspaket	Beschreibung
1	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Erarbeiten der theoretischen Grundlagen über Lärmentwicklung bei Windenergieanlagen</li><li>▪ Berechnung (allenfalls Abschätzung) der Lärmentwicklung von Vertical Sky®</li></ul>
2	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Messung der Lärmentwicklung von Vertical Sky®</li></ul>
3	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Vergleich der Berechnung der Lärmentwicklung mit der Messung</li><li>▪ Korrelation des Berechnungsmodells</li><li>▪ Vergleich zu horizontalen Windenergieanlagen</li></ul>
4	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Definieren von möglichen Verbesserungsmassnahmen</li></ul>

Exakte Voraussagen über die Lärmentwicklung von Windenergieanlagen zu machen, ist äusserst schwierig, insbesondere dann, wenn noch kein Prototyp einer ähnlichen Anlage in Betrieb ist bei welchem man auf Messdaten zurückgreifen kann. Nichts desto trotz können einige Abschätzungen über den Schalleistungspegel des geplanten Prototypen Vertical Sky® gemacht werden. In einem ersten Schritt wurde über eine Literaturstudie die wichtigsten Eigenheiten und Berechnungsmethoden für die Lärmberechnung bei Windturbinen bestimmt. Davon ausgehend wurden erste Abschätzungen zur Lärmentwicklung gemacht sowie Abhängigkeiten zu Parametern welche verändert werden können, identifiziert.

Die Lärmentwicklung an der Hinterkante hängt, wie aus untenstehender Formel, von folgenden Parametern ab:

$$I \propto \rho_0 \cdot c_0^3 \cdot M^5 \cdot \alpha^2 \cdot \frac{s \cdot l}{r^2} \cdot \cos^3(\theta)$$

I	Schallintensität
$\rho$	Dichte
$c_0$	Schallgeschwindigkeit
M	Machzahl
$\alpha$	normalisierte Turbulenzintensität
s	Breite der Turbulenzschicht
l	Höhe der Turbulenzschicht
r	Abstand zum Observer
$\theta$	Winkel zwischen Strömung und Hinterkante

Die modifizierbaren Parameter sind somit die Geschwindigkeit, die Dicke der Turbulenzschicht sowie der Austrittswinkel zur Hinterkante. Da die Rotorblätter von Vertical Sky® im Bereich der Blattwurzel Flatbackprofile aufweisen (Profile mit einer abgeschnittenen Hinterkante), vergrössert sich die Turbulenzschicht, was lokal zu mehr Lärm führen könnte (auch zu grosse Anstellwinkel welche ein frühzeitige Ablösung zur Folge haben, können die Turbulenzschicht vergrössern). Dies muss genau beobachtet respektive gemessen werden, damit allfällige Massnahmen getroffen werden können.



Mögliche Massnahmen könnten in dieselbe Richtung zielen wie bei horizontalen Anlagen, welche den Austrittswinkel der Strömung zur Hinterkante verändern. Dies kann durch sogenannte serrated trailing edges, also gezackte Hinterkanten erreicht werden. Dadurch verkleinert sich der letzte Term in der Formel und die Schallintensität kann so reduziert werden.

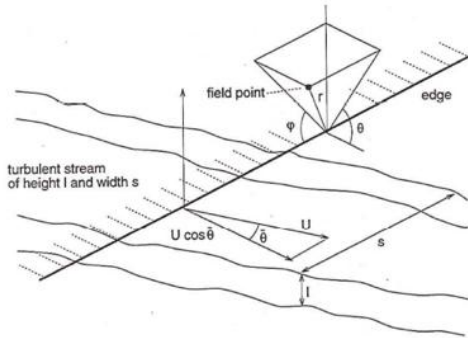


Abbildung 26: Strömung über Hinterkante, Korrespondiert zu obiger Formel, Quelle [2]

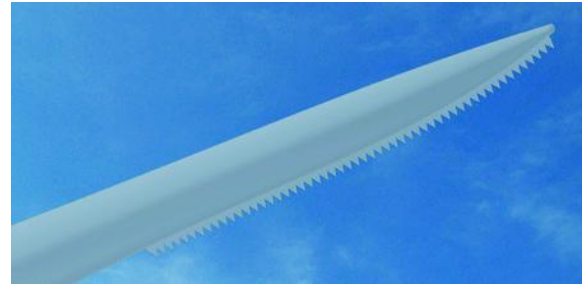


Abbildung 27: serrated trailing edge bei einem horizontalen Rotorblatt

Basierend auf [1] wird angenommen, dass sich der Schalleistungspegel mit der 5. Potenz der Anströmgeschwindigkeit verringert. Bei folgenden Parametern ergibt sich eine Reduktion des Schalleistungspegels von ca. 15 dB:

/ **Vertical Sky<sup>®</sup> mit TSR = 2.3:**

Maximale Anströmgeschw. = TSR x Nennwindgeschw. + Nennwindgeschw. = 39.6 m/s

/ **HAWT mit TSR 7 – 8:**

Maximale Anströmgeschwindigkeit  $\approx$  80 m/s

Reduktion des Schalleistungspegels:

$$\Delta SPL = 3dB \cdot \frac{\ln(80/39.6)^5}{\ln(2)} = 15.2 \text{ dB}$$

Andere Quellen geben auch eine Reduktion in der 6. Potenz an, was zu einer noch grösseren Verminderung des Schalleistungspegels führen würde.

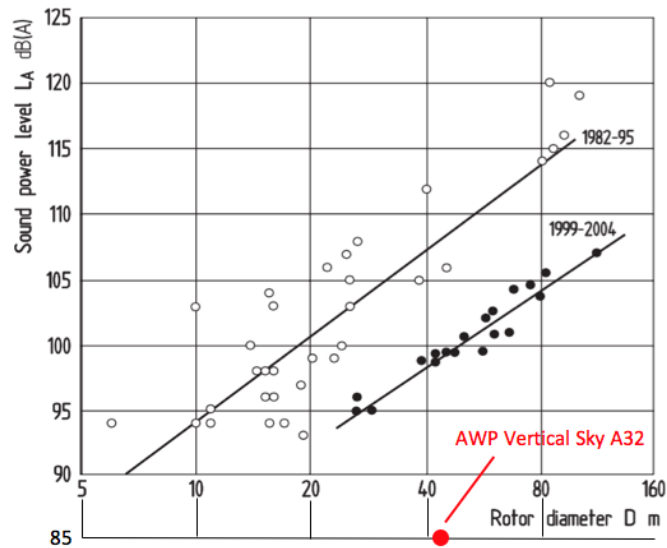


Abbildung 28: Gemessene Schalleistungspegel von Windenergieanlagen in Funktion des Rotordurchmessers [4] und erwartete Schallemissionen von Vertical Sky® A32

Für das weitere Vorgehen wurde beschlossen, die Turbine im Rahmen der Messkampagne akustisch zu vermessen und dann gezielt Massnahmen zu treffen um allfällige Lärmquellen zu minimieren. Solch ein Vorgehen ist auch bei horizontalen Anlagen üblich und zielführend. Dies betrifft selbstverständlich auch eine allfällige Isolierung des Maschinenhauses, da Getriebe und Generator auch beträchtliche Lärmquellen sein können.

Allfällige Massnahmen zur Lärmreduktion würden umgesetzt, falls ein Schalleistungspegel von 85 dB überschritten wird. Folgende Massnahmen könnten getroffen werden (nicht abschliessend):

- Isolation Maschinenhaus
- Serrated trailing edges

Durch die oben beschriebenen Schäden an der A32 konnten keine Schallmessungen durchgeführt werden. In der Folge wurde die Messung an der Testanlage A6 umgesetzt, siehe Teilprojekt 14.



## 2.5 Teilprojekt 4: Lasten A32

Arbeitspaket	Beschreibung
1	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Lastvermessung der Vertical Sky® A32 durch Windtest in Grevenbroich</li></ul>
2	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Vergleich mit zertifizierten Lasten</li></ul>
3	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Erweiterung des AWP internen DMSM_T Programmes für Strukturlasten</li><li>▪ Korrelation des Programmes</li></ul>

Es wurde beschlossen, die Erweiterung des AWP internen DMSM\_T Programmes in Zusammenarbeit mit einem dafür spezialisierten Unternehmen durchzuführen. Die Firma vertreibt eine Software zur Berechnung der Strukturlasten von horizontalen Windenergieanlagen basierend auf den gängigen Normen. Durch Implementation des DMSM basierend auf [1] sowie des Reglers, welcher von AWP entwickelt wurde, entstand ein Programm, welches in der Lage ist, sämtliche von der Norm geforderten Lastfälle zu berechnen. Dies ist ein Novum für vertikale Windenergieanlagen.

Die Lastberechnung war ein grosser Teil der Entwicklungsarbeit, da auch die Reglerentwicklung parallel dazu verlaufen musste. D.h., der Regler musste so entwickelt werden, dass die Anlage mit sämtlichen von der IEC Norm geforderten Lastfällen zurecht kommt. Da mit allen Variationen bis zu 1500 Lastfälle berechnet werden mussten, war nicht nur die Entwicklung, sondern auch die tatsächliche Lastberechnung zeitlich sehr aufwändig und dauerte insgesamt 2 ½ Jahre!

Im Prinzip konnten die meisten Lastfälle, welche für horizontale Anlage gültig sind, übernommen werden mit Ausnahme der Lastfälle, die mit dem Drehen des Rotors in den Wind zusammenhängen. Diese Lastfälle sind für eine vertikale Windturbine nicht relevant.

Aerodynamische Lastberechnungen mit einem DMSM Modell sind mit einer relativ niedrigen Rechenzeit durchzuführen. Mittlerweile wurden gewisse Lastfälle zusätzlich mit einem Vortexmodell wiederholt. Vortexmodelle sind vom Berechnungsaufwand zwischen DMSM und CFD Berechnungen anzusiedeln.

Exemplarisch wird der Biegemomentenverlauf der Rotorblätter dargestellt. Im Unterschied zu horizontalen Rotorblättern werden die Rotorblätter von Vertical Sky® in beide Richtungen (flap- und edgewise) in etwa gleich hoch belastet.

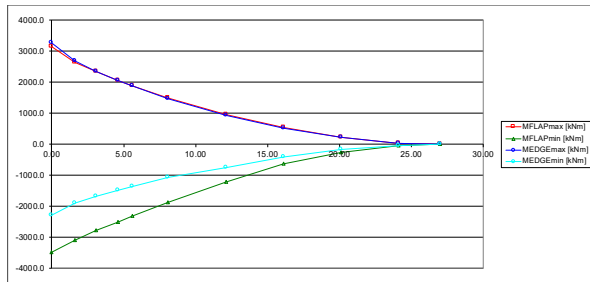


Abbildung 29: Biegemomentenverlauf über Rotorblattlänge in kNm

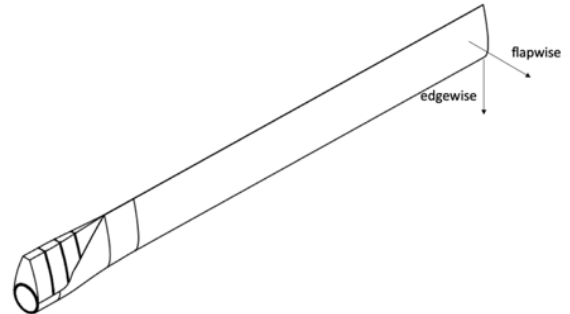


Abbildung 30: Definition der Biegerichtungen

Der Biegemomentenverlauf wird nicht über die Rotorblattlänge gemessen, sondern nur an der Blattwurzel. Das Biegemoment an der Blattwurzel ist ein wichtiger Designparameter, da nicht nur die Dimensionierung des Rotorblattes, sondern auch die Verbindungselemente und das Gegenstück, der Blattflansch, sowie die Pitchlager, davon abhängen. Gut ersichtlich ist auch die Diskrepanz zum Biegemomentenverlauf und der Rotorblattdicke. Hätte man die Dicke des Rotorblattes nach dem Biegemomentenverlauf entwickelt, wäre der Übergang von der dicken Blattwurzel zur konstanten Profildicke harmonischer verlaufen. Dies hätte aber zur Folge, dass ein grosser Bereich des Rotorblatts relativ dick wäre, was zu einem schlechteren Wirkungsgrad führen würde. Die Last wurde alternativ mit einem dicken Carbongurt nahe dem Wurzelbereich aufgenommen.



## 2.6 Teilprojekt 5: Messkonzept A32

Arbeitspaket	Beschreibung
1	▪ Vorbereitung und Treffen mit der Firma Windtest um genaues Vorgehen für Ausarbeitung Messkonzept zu bestimmen
2	▪ Einarbeitung in die notwendigen Messstellen gemäss Vorgaben von Windtest
3	▪ Umsetzung der konstruktiven Details für das Anbringen der Sensoren, Übertragung der Signale sowie Stromversorgung

Die Vermessung von Windenergieanlagen gemäss IEC ist in [5] beschrieben. Für Windenergieanlagen mit einer Nennleistung kleiner 1,5 MW und einem Rotordurchmesser kleiner 75 m ist folgendes zu Messen. Lasten / Momente: Flapwise und edgewise Biegemomente (Blattwurzel) von mindestens einem Blatt (weitere Blätter sind empfohlen), Rotor Tiltmoment und Yawmoment, Rotortorsion, Turmtiltmoment und Turmrollmoment (Turm unten). Meteorologie: Windgeschwindigkeit und Windrichtung auf Nabenhöhe und auf Höhe lower tip (inkl. Redundanz), Luftdruck, Lufttemperatur und Regenmenge. Anlagensignale: Elektrische Leistung, Rotor- oder Generatorgeschwindigkeit, Gondelposition, Rotorposition, Pitchwinkel, Bremsenstatus, Bremsdruck, Anlagenstatus (System OK, Netzkopplung, Notstopp, Normaler Stopp, Bremsprogramm etc.).

In Übereinstimmung mit dem Zertifizierer, TÜV Rheinland bzw. nachfolgend UL Solutions, sowie Windtest Grevenbroich GmbH, welche mit der Vermessung der Anlage beauftragt wurde, konnte für alle relevanten Messpunkte eine Lösung gefunden werden. Am kritischsten, jedoch auch am wichtigsten sind die Lastmessungen in der Blattwurzel. Da das Rotorblatt nicht elektrifiziert ist, musste eine Lösung mit einem Schleifring gewählt werden. Das gesamte Messkonzept wurde vom Zertifizierer abgenommen und ist IEC konform.

Das Messkonzept der A32 umfasst eine grössere Anzahl Messstellen für Dehnmessstreifen sowie Beschleunigungsaufnehmer. Im Folgenden werden die wichtigsten Messstellen zusammengefasst:

- Dehnmessstreifen an Eckstielen und Diagonalen am Turm zur Ermittlung der Stabkräfte
- Beschleunigungssensoren am Turmkopf (Maschinenhaus) zur Ermittlung des Vibrationsverhaltens (Eigenfrequenzen)
- Dehnmessstreifen sowie Beschleunigungssensoren am Triebstrang zur Kraft und Vibrationsermittlung (Wirkungsgrad, Drehmoment, Eigenfrequenzen)
- Dehnmessstreifen im Rotorarm zur Ermittlung der Biegemomente
- Beschleunigungssensoren im Pitchgehäuse sowie in den Rotorblättern zur Ermittlung des Vibrationsverhaltens (Eigenfrequenzen)
- Dehnmessstreifen an der Blattwurzel zur Ermittlung der Biegemomente
- Leistungsmessung (Leistungskennlinie, siehe unten)
- Akustische Messung (Schalldruckpegel)

Die Messungen waren dazu geplant, die berechneten Lasten sowie die Leistungskurve und den Schalldruckpegel zu verifizieren. Die Zertifizierung der Lastrechnung würde ihre Gültigkeit solange behalten, wie die gemessenen Lasten unterhalb den berechneten liegen.



Im Rahmen des Ausarbeitens des Messkonzeptes hat sich herausgestellt, dass Messungen auf Composite Strukturen schwer umzusetzen sind und auch der Messdienstleister diesbezüglich von AWP unterstützt werden musste. So muss die Länge der DMS mit dem Glas reps. Carbongelege zusammenpassen, damit das Signal genügend gemittelt wird.

Das Messprogramm gemäss wtg (Wind Test Grevenbroich) war wie folgt geplant:

- Start Messung: November 2020
- Kalibration der Sensoren
- Füllen der notwendigen Bins (Windgeschwindigkeiten), geschätzte Dauer: ca. 6 Monate. Im Prinzip wird laufend während ca. 6 Monate gemessen. Da der Wind nicht vorausgesagt werden kann, kann kein konkretes Messprogramm für die verschiedenen Windgeschwindigkeiten gemacht werden.
- Regelmässiges Monitoring ausgewählter Kanäle und Plausibilitätschecks, allfällige Kalibrierung
- Ende Messung: April 2021
- Auswertung der Messdaten: ca. 2 Monate

Aufgrund von Terminverzügen und der eingetretenen Schadenereignisse konnte das Messprogramm an der Anlage A32 nicht durchgeführt werden.



## 2.7 Teilprojekt 8: Pitchantrieb A32

Arbeitspaket	Beschreibung
1	▪ Positionsmessung: Komponenten evaluieren, Schnittstellen klären, elektrische und mechanische Anbindung konstruieren
2	▪ Steuerung und Datenbus: Schnittstellen klären, Software spezifizieren, elektrische Anbindung konstruieren
3	▪ Eigenversorgung und Schaltschrank: Versorgung und Zwischenkreis auslegen, Komponenten evaluieren, spezifizieren, elektrische und mechanische Anbindung konstruieren
4	▪ Schleifring mit Kabelsystem: Schnittstellen klären, spezifizieren, Komponenten evaluieren, elektrische und mechanische Anbindung konstruieren
5	▪ Sichere Freisaltung: Schnittstellen klären, Komponenten evaluieren, elektrische Anbindung konstruieren
6	▪ Motorkurzschluss: Motorschutz auslegen, Komponenten evaluieren, elektrische und mechanische Anbindung konstruieren
7	▪ Kühlmantel: Kreislauf auslegen, Komponenten evaluieren, mechanische Anbindung konstruieren
8	▪ Blitzschutz/Potentialausgleich: Schutzverkleidung, Rezeptoren und Bürstenkontakte auslegen, Komponenten evaluieren, elektrische und mechanische Anbindung konstruieren
9	▪ Systemintegrationstest mit FU-System, Motor, Drehgeber, Schleifring, Datenbus und Steuerung: Vorbereitung, Durchführung, Bericht
10	▪ Zertifizierbarkeit

### **Umsetzung**

Als Pitchmotor wurde ein Permanentmagnetmotor (direktangetrieben) bestehend aus zwei Ringen, einem Rotor mit den Permanentmagneten und einem Stator, verbaut. Die Lagerung der Ringe war nicht Teil des Lieferumfangs und musste von AWP so durchgeführt werden, dass die beiden Ringe immer auf Distanz gehalten werden, da sonst die Magnetkräfte zu einem «Verkleben» der beiden Ringe geführt hätte.

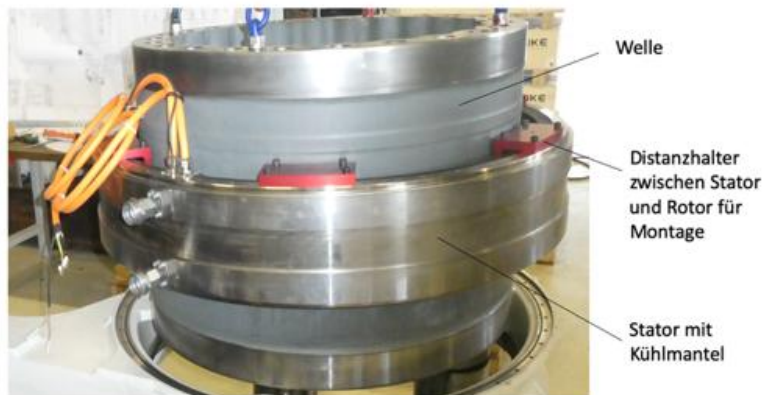


Abbildung 31: Pitchmotor bei Montage

Folgende Abbildung zeigt schematisch den Aufbau des Pitchsystems.

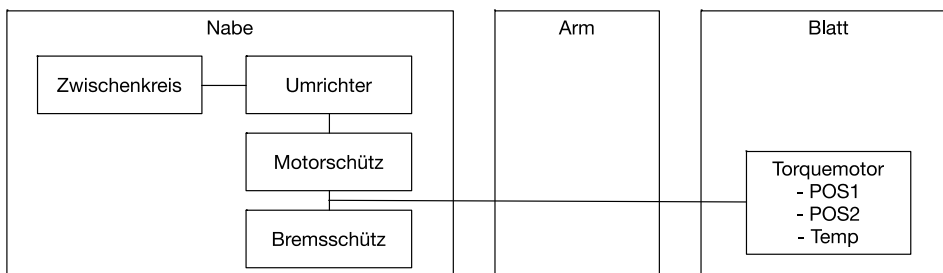


Abbildung 32: Blockschaltbild Pitchsystem

## Erkenntnisse und Erfahrungen

Die Erkenntnisse aus der Inbetriebnahme des Pitchsystems waren folgende:

- Die Trägheit des Rotorblatts ist wie erwartet sehr hoch. Dieser Schleppfehler bei Pitchkurven kann gut mit einer Vorsteuerung des Drehmoments und der Drehzahl reduziert werden. Um aber den Antrieb nicht zu überlasten, dürfen keine zu hohen Beschleunigungen (z.B. bei Lagesprüngen) gefahren werden, was jedoch für das Abfahren der Pitchkurven ohnehin nicht nötig ist. Die Dynamik von Sollwertänderungen wird dadurch limitiert.
- Die Motorenregelung des Pitchantriebs mit Drehgeber in einem offenen System ist anspruchsvoll. Die Drehgeber müssen präzise ausgerichtet werden. Eine spätere Neujustage ist möglich, jedoch umständlich. Für jeden Motor ist ein redundantes Gebersystem vorhanden, um jederzeit eine zuverlässige Positionsinformation sicherzustellen.
- Die verfügbare Antriebsleistung ist durch die Umrichter limitiert. Entsprechend dimensionierte Umrichter könnten die kurzzeitig sehr hohen Drehmomentspitzen zwar bereitstellen, es muss aber an der funktionierenden Anlage untersucht werden, ob diese Dynamik überhaupt notwendig ist.
- Die aerodynamischen Kräfte am Rotorblatt können Dimensionen annehmen, die den Antrieb an seine Grenzen bringen. Bei grossen Anstellwinkeln können zwar relativ grosse Schleppfehler toleriert werden, aber irgendwann bricht die Regelung wegen der limitierten Antriebsleistung und Versorgung ab. Um in diesen Grenzbereichen Erfahrung zu sammeln, soll der Motor im Prototyp mit etwas Leistungsreserve ausgeführt werden.



## 2.8 Teilprojekt 9: Reglerkonzept A32

Arbeitspaket	Beschreibung
1	▪ Windsensoren evaluieren, Dynamik und Genauigkeit verbessern und modellieren
2	▪ Rotormodell verbessern, Steifigkeiten und Aeroelastik der Rotorarme+ und -blätter berücksichtigen
3	▪ Modell des Pitchantriebs verbessern, Drehmomentkurve erweitern, Pitchkurven optimieren
4	▪ Neuer Reglerentwurf ausarbeiten, Regler parametrieren, Simulationen durchführen, Einstellungen optimieren
5	▪ Regelung und Steuerung der Anlage in Betrieb nehmen, Sensorik verifizieren, Regler parametrieren und testen
6	▪ Simulationsmodelle verifizieren, Reglereinstellungen und Sensorik verbessern und testen, Wirkungsgradsteigerung

### **Windmesstechnik**

Es wurde eine detaillierte Evaluation verschiedener Windsensoren durchgeführt. Nach sorgfältiger Prüfung stellte sich heraus, dass das Messgerät «Compact» der Firma THIES für uns am besten geeignet ist. Dieses Produkt kombiniert eine hohe Messgenauigkeit mit einer guten Beständigkeit gegenüber externen Störungen und stellt Daten in verschiedenen Formaten zur Verfügung. Die Verarbeitung der Signale wurde in einem separaten Konzept beschrieben.

### **Pitchantrieb**

Aufgrund der grossen Massenträgheitsmomente der Rotorblätter sowie der Unsicherheit betreffend der Wärmeentwicklung und Kühlleistung des Pitchantriebes ist der Antriebsmotor im Volllastbereich sehr ausgelastet. Einerseits ist es zwecks Kostenoptimierung erwünscht, dass die Auslegung des Pitchantriebes im Betriebsbereich liegt, welcher am meisten gefahren wird. Andererseits wurde versucht, anhand neuer, optimierter Pitchkurven die Belastung des Antriebsmotors zu reduzieren.

Die Steigung der Pitchkurve entscheidet über die Beschleunigung des Rotorblattes und somit über die Leistung, welche der Motor aufzubringen hat. Wie in nebenstehender Abbildung ersichtlich, wurde für die Pitchkurve bei 20 m/s Wind ein möglichst sanfter Verlauf gewählt, welcher trotzdem die geforderte Leistung der Turbine bringt.

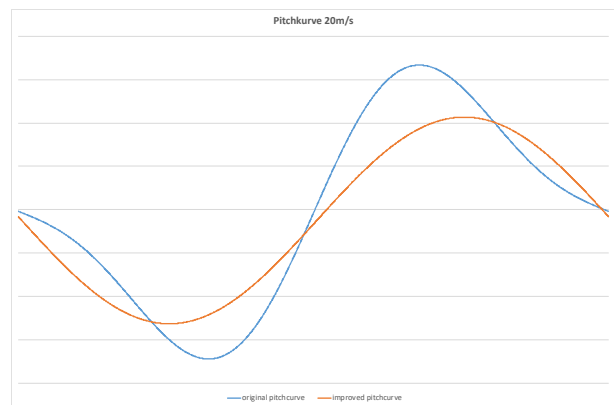


Abbildung 33: Ursprüngliche und optimierte Pitchkurve für Betrieb bei 20 m/s



## 2.9 Teilprojekt 10: Rotorblatt und Rotorarm A32

Arbeitspaket	Beschreibung
1	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Zusammenstellung des Pflichtenheftes für Rotorblatt und Rotorarm</li><li>▪ Ausarbeitung einer Lösung für die Anschlüsse</li></ul>
2	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Auslegung, Berechnung und Konstruktion des Rotorblattes</li></ul>
3	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Vorauslegung des Rotorarmes</li></ul>
4	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Detaillier Berechnungsbericht des Rotorarmes durch AWP</li></ul>
5	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Zeichnungen sowie Laminatpläne des Rotorarmes (zertifizierungsgerecht)</li></ul>

### **Rotorblatt A32**

Die Entwicklung des Rotorblattes wurde in Zusammenarbeit mit einem dafür spezialisierten Unternehmen durchgeführt. Aus dieser Arbeit resultierten Spezifikationen, Berechnungen sowie Laminatpläne. Das Rotorblatt wurde analog zu einem horizontalen Rotorblatt entwickelt und hergestellt, basierend auf den berechneten Lasten. Es wurden Negativformen gebaut, das Rotorblatt wurde mittels eines Infusionsverfahrens hergestellt. D.h., die verschiedenen Glas- und Carbonlagen sowie die Füllstoffe (Balsa oder Schaum) wurden trocken in die Form hineingelegt und mittels eines Vakuumsacks abgedichtet. Danach wurde mit Vakuumpumpen das Harz durch das Gelege hindurch gezogen bis alles mit Harz durchtränkt war. Zum Schluss wurde das Rotorblatt mittels der in der Form integrierten Heizung getempert und anschliessend entformt.

Die Herausforderung in der Entwicklung war vor allem der schnelle Übergang vom zylindrischen Querschnitt bei der Blattwurzel zum Profil. Aufgrund aerodynamischer Vorgaben musste dieser Übergang möglichst kurz sein da dicke Profile weniger effizient sind als dünne. Zudem war die Herstellung des tragenden Gurtes eine Schwierigkeit (dieser ist an der Ober und Unterseite des Profils platziert und nimmt die Zug- und Druckkräfte auf).

Eckwerte des A32 Rotorblattes:

Länge	26.4 m
Sehnenlänge	2.7 m
Gewicht	3'748 kg
Materialien	Glasfaser, Carbonfaser, Balsa, Schaum

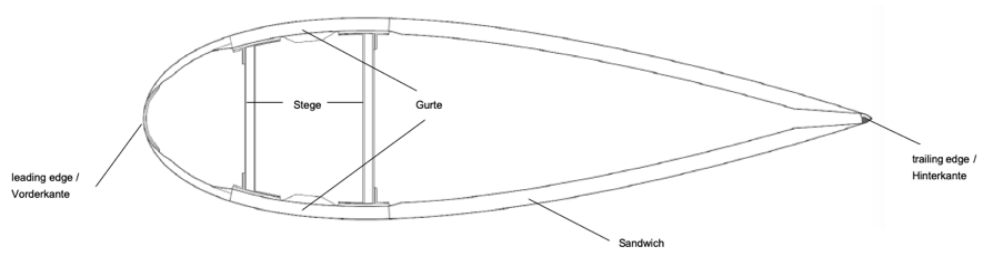


Abbildung 34: Rotorblattprofil

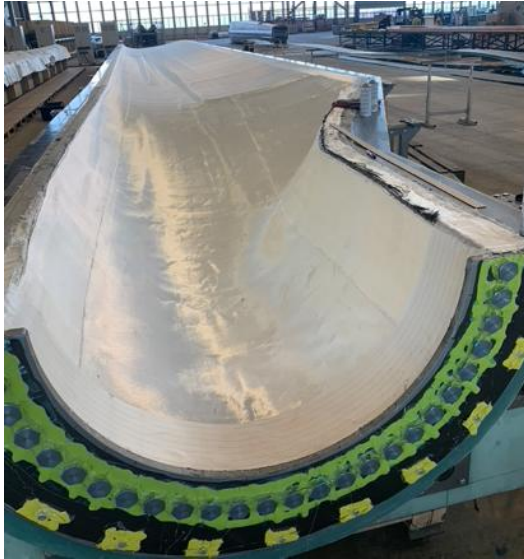


Abbildung 35: Belegen einer Blatthälfte



Abbildung 36: Carbongurt



Abbildung 37: Infusion einer Blatthälfte



Abbildung 38: Verkleben beider Blatthälften



Abbildung 39: Entformen des verklebten Blattes



Abbildung 40: fertige Rotorblätter, bereit für den Transport

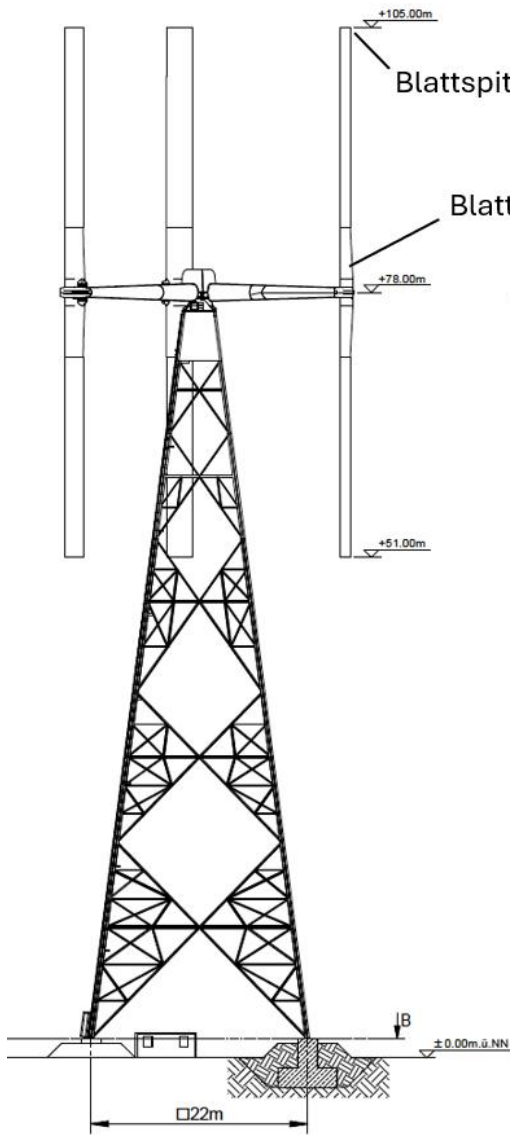


Abbildung 41: Übersicht Anlage

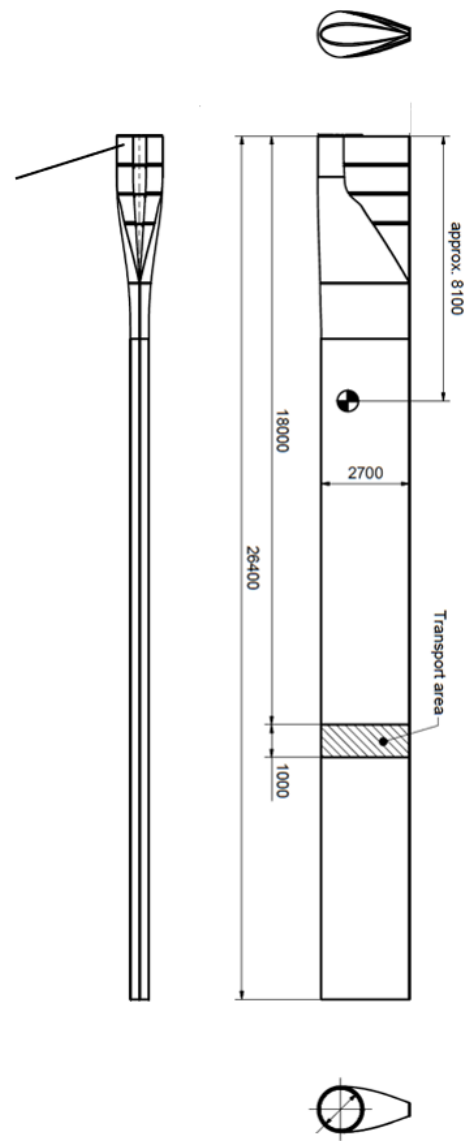


Abbildung 42: Rotorblatt



## Rotorarm A32

Die Entwicklung des Rotorarmes aus Compositematerial wurde in Zusammenarbeit mit einem dafür spezialisierten Unternehmen durchgeführt. Aus dieser Arbeit resultierten Spezifikationen, Berechnungen sowie Laminatpläne. Die Entwicklung sowie Herstellung des Rotorarmes war analog zum Rotorblatt. Um das Gewicht möglichst tief zu halten, hat sich AWP entschieden, Carbonfaser für den Rotorarm einzusetzen. Es ist auch möglich, den Rotorarm komplett aus Glasfasern herzustellen, was jedoch die Anzahl Lagen vergrössern und somit zu einem höheren Gewicht führen würde. Das Verhältnis Steifigkeit zu Gewicht ist höher bei Carbonfaser im Vergleich zu Glasfaser.

Der Rotorarm wurde als Kasten ausgelegt, welcher alle Kräfte aufnimmt. Um die Aerodynamik des Armes zu verbessern, wurde im vorderen und hinteren Bereich eine Verschalung angebracht. Das Profil wurde aerodynamisch auf Widerstand optimiert. Dies ist wichtig, da der Rotorarm nur Widerstand und keinen Vortrieb generiert.

Wichtigste Eckwerte des Rotorarmes:

Länge	13.5 m
Max. Sehnenlänge	2 m (ohne Verschalung)
Gewicht inklusive Verschalungen	4'607 kg
Materialien	Glasfaser, Carbonfaser, Balsa, Schaum

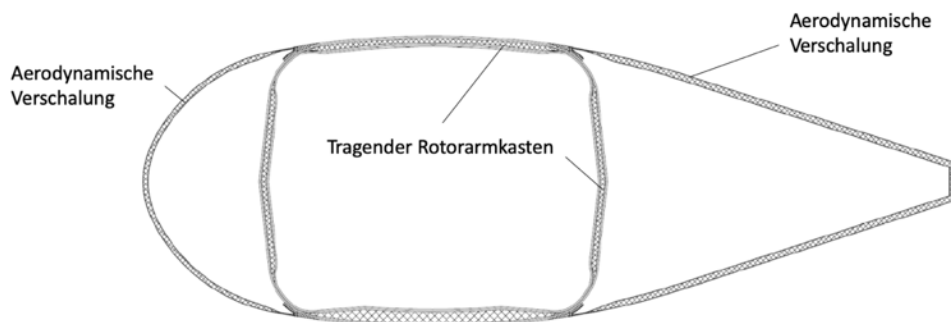


Abbildung 43: Aufbau Rotorarm



Abbildung 44: Rotorarm

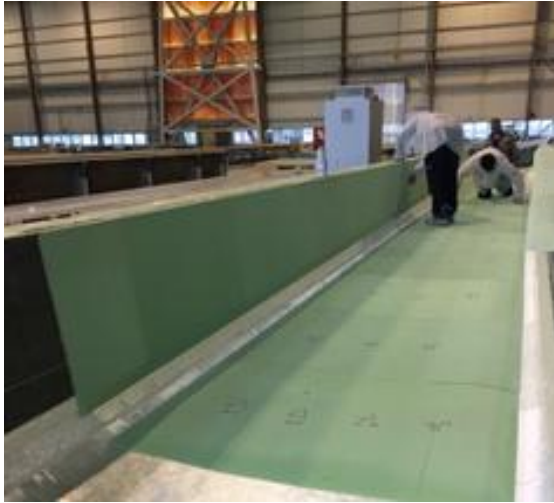


Abbildung 45: Belegen einer Rotorarmhälfte



Abbildung 46: Infusion einer Rotorarmhälfte



Abbildung 47: Verkleben der beiden Hälften



Abbildung 48: fertige Rotorarmkasten



Abbildung 49: Rotorarmverschalungen



Abbildung 50: transportfertiger Rotorarm



## 2.10 Teilprojekt 11: Rotorblattspitze A32

Arbeitspaket	Beschreibung
1	<ul style="list-style-type: none"><li>Literaturstudie</li></ul>
2	<ul style="list-style-type: none"><li>CAD Konstruktion verschiedenen Lösungen</li></ul>
3	<ul style="list-style-type: none"><li>CFD Netze erzeugen</li><li>CFD Modelle aufbauen</li><li>Auswertung der Resultate</li></ul>

### **Aerodynamik:**

Da die Geometrie der Blattspitze zwingend zur Rotorfläche dazugezählt werden muss, ist eine reine Betrachtung der Blattspitze und deren Einfluss auf den induzierten Widerstand nicht zielführend, vor allem, wenn die Blattspitze einen nicht zu vernachlässigenden Anteil der Blattlänge ausmacht. Eine Verringerung der Sehnenlänge zur Blattspitze hin führt zwar zu einem kleineren induziertem Widerstand, jedoch auch zu einer Wirkungsgradeinbusse da die Sehnenlänge im passenden Verhältnis zur Drehzahl und dem Durchmesser sein muss. Auch müsste diese Massnahme grossflächig zum Einsatz kommen was zu aufwändigeren Rotorblattformen und Herstellprozessen führen würde.

Referenz [6] zeigt die Reduktion der effektiven Spannweite infolge der Strömung um die Blattspitzen für  $C_L = 0$ .

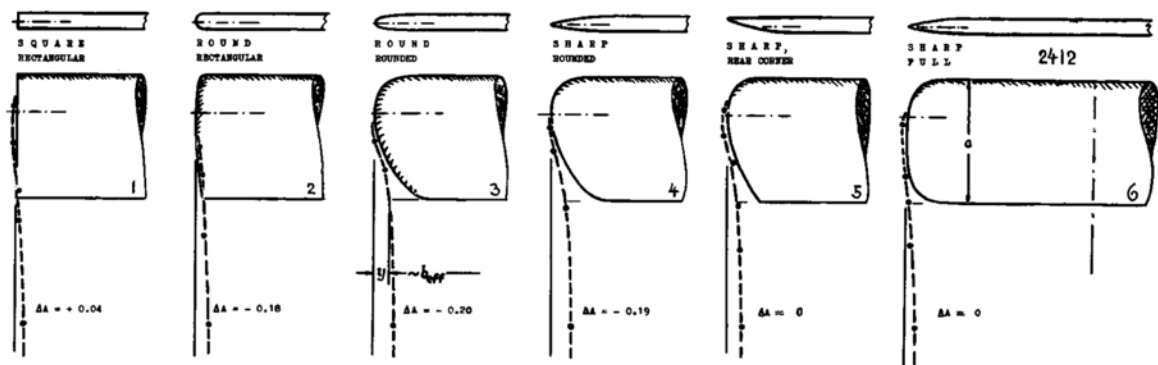


Abbildung 51: Verschiedene Blattspitzen und deren Einfluss auf die effektive Spannweite, Hörner [6]

Abbildung 52 zeigt die Widerstandspolare für ausgewählte Blattspitzen. Auch bei Auftriebskoeffizienten ungleich Null zeigt sich ein vorteilhaftes Verhalten für scharfe Blattspitzen.

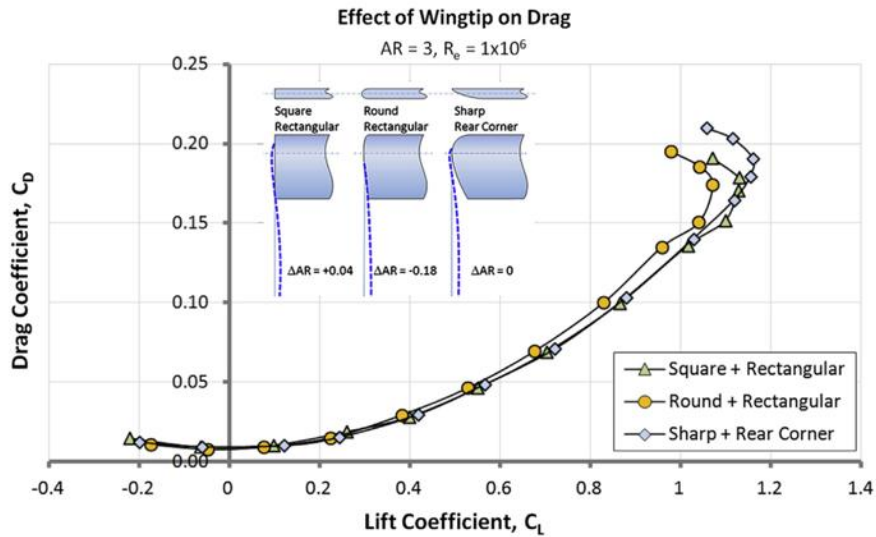


Abbildung 52: Effekt der Blattspitze auf Widerstandspolare, Quelle: [6]

Gemäss [7] könnten Endplatten als Blattabschluss eine merkbare Erhöhung des Wirkungsgrades bewirken. Untersuchungen zeigen, dass sich  $L/D$  in etwa um 2% vergrößert für den Anstellwinkelbereich im Teillastbetrieb. Der Auftrieb erhöht sich um ca. 3%, jedoch führt die vergrößerte benetzte Fläche sowie der Interferenzwiderstand zu mehr Widerstand. Weiterführende Informationen finden sich in [8].

Infolge der beidseitigen Anströmung (positive und negative  $AoA$ ) können Winglets nicht realisiert werden. Es wurden mit CFD folgende Varianten berechnet:



Abbildung 53: Verschiedene Blattspitzen, Variante c) entspricht in etwa der Variante 6 in Abbildung 51

Die Resultate zeigen, dass die Variante mit Endplatte die besten Resultate erzielt..

Abbildung 54 zeigt « $L/D$ » über den Anstellwinkelbereich unterhalb des Strömungsabrisses für die 3 verschiedenen Varianten.  $L/D$  steht für Lift / Drag und ist eine Charakterisierung der Effizienz eines Profiles. Es ist ein möglichst hoher Wert anzustreben.

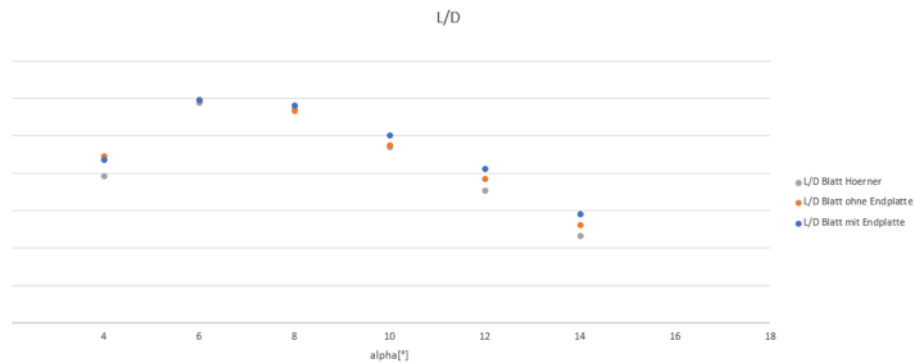


Abbildung 54: L/D für verschiedene Blattspitzen

Aufgrund dieser Erkenntnis wurde bei der A32 die Variante mit Endplatte gewählt und umgesetzt.

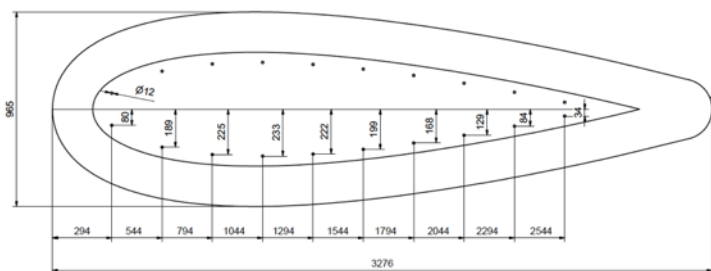


Abbildung 55: Design Endplatte

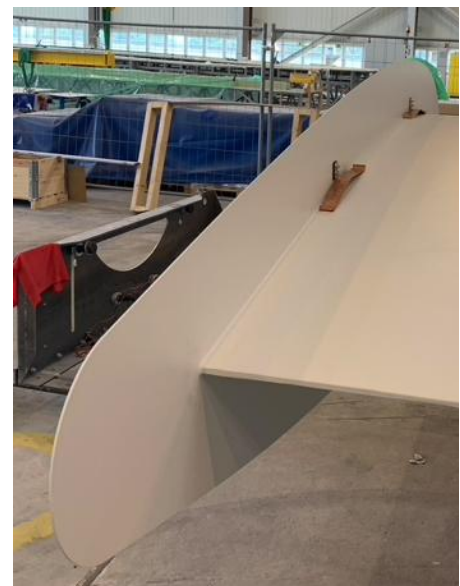


Abbildung 56: fertig montierte Endplatte

## Akustik

Bei Horizontalturbinen wurde viel Forschung betreffend Lärmreduktion betrieben, unter anderem auch für die Blattspitze. Der sogenannte slender tip scheint sich durchgesetzt zu haben da er einerseits eine gute Lärmreduktion mit sich bringt, strukturell vorteilhaft ist sowie auch ästhetisch ansprechend wirkt [9]. Für die Auswahl der Rotorblattspitze war die Akustik zweitrangig da einerseits keine hohen Schalleistungspegel erwartet werden, und andererseits der Wirkungsgrad eine höhere Priorität hat. Aus den Erkenntnissen, welche bei HAWTs gemacht wurden, kann jedoch angenommen werden, dass im Vergleich zum slender tip, die von AWP umgesetzte Variante lauter sein dürfte. Da jedoch der allgemeine Lärmpegel viel tiefer ist, muss sich zeigen, ob dies ins Gewicht fällt. Realistischerweise muss auch erwähnt werden, dass ein slender tip für eine VAWT nicht ohne Wirkungsgradeinbusse umgesetzt werden kann, da wie oben beschrieben die Sehnenlänge möglichst über die gesamte Rotorblattlänge konstant sein muss.



Eine konkrete Aussage über die Lärmentwicklung der Endplatte zu machen ist schwierig. Die akustische Vermessung der Anlage wird diesbezüglich Klarheit bringen. Auch bezüglich Einfluss auf den Wirkungsgrad müssen Messungen im Feld oder Windkanal die beschriebenen Annahmen bestätigen.

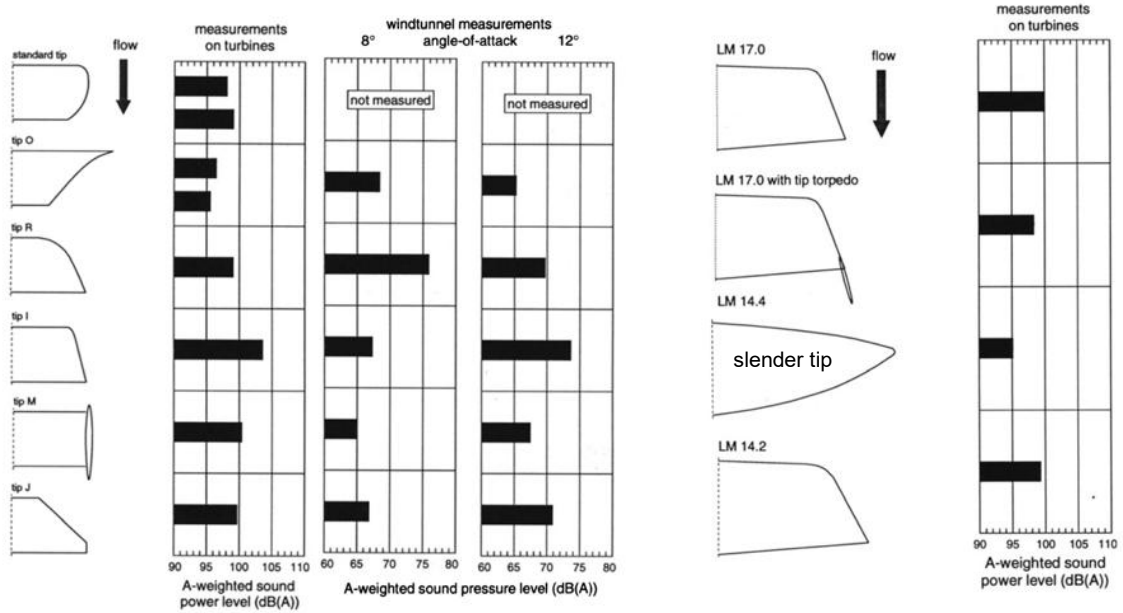


Abbildung 57: Schalleistungspegel für verschiedene Blattspitzen, aus DELTA und DEWI Projekte, [10], [11]



## 2.11 Teilprojekt 12: Windrichtungsänderung A32

Arbeitspaket	Beschreibung
1	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Evaluation der verschiedenen Signalverarbeitungen für Windrichtungsmessung</li></ul>
2	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Vergleich der Lasten bei verschiedenen Signalverarbeitungen der Windrichtung</li><li>▪ Anpassung des aerodynamischen Programmes hierfür</li></ul>
3	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Messung der Lasten</li></ul>
4	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Aufarbeiten der Lasten spezifisch für Windrichtungsänderung</li></ul>
5	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Vergleich der berechneten mit den gemessenen Lasten, spezifisch für Windrichtungsänderung</li></ul>

Die Messung der Windrichtung ist für vertikale Windenergieanlagen mit Pitchverstellung von grosser Wichtigkeit, da die Rotorblätter in jeder Azimuthposition des Rotors in die entsprechende Richtung gepitcht werden. Ändert die Windrichtung, muss dies dem Pitchwinkel dazuaddiert oder weggezählt werden. Anhand von CFD Simulationen wurde entschieden, die Windmessung unterhalb des Rotors durchzuführen. So kann die Messung ohne störende Einflüsse des Rotors vorgenommen werden.

Durch die Platzierung von zwei Sensoren sowie einem geeigneten Auswahlverfahren der Sensorsignale kann gewährleistet werden, dass nur derjenige Sensor verwendet wird, welcher nicht durch die Verwirbelungen der Eckpfeiler gestört wird.

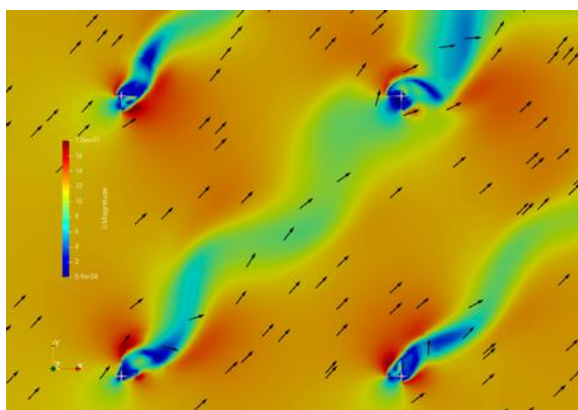


Abbildung 58: CFD Simulation der Strömung durch den Gitterturm

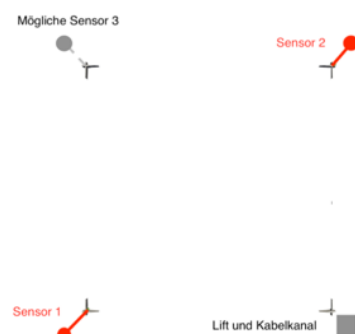


Abbildung 59: Position der beiden Windmessensoren

Es wurden verschiedene Mittelungszeiten des Signals untersucht; die Ergebnisse sind in den folgenden Abbildungen illustriert. Als Lastfall wurde der gemäss der IEC Norm, [12], definierte EDC Lastfall verwendet (Extreme Direction Change).



## 2.12 Aufbau und Inbetriebnahme A6

Die Vertical Sky® Testanlage A6 wurde im Oktober 2024 in Brütten ZH aufgebaut. Die Arbeiten können wie folgt gegliedert werden:

- Vormontage der Komponenten in der Halle in Lemwerder (D). Die Nabe, Rotorarme und die Blattstränge wurden auf einen ca. 5 m hohen Turm montiert und in Betrieb genommen. Somit konnte die Funktionsfähigkeit aller Komponenten geprüft und sichergestellt werden.
- Zerlegen der Anlage. Transport mit 2 LKWs an den Standort Brütten ZH.
- Montage der Rotorarme und Pitchantriebe an die Nabe am Boden. Montage der oberen Blätter. Funktionskontrolle.
- Heben des Rotorsterns auf einen Hilfsturm. Montage der unteren Blätter.
- Heben des gesamten Rotorsterns mit allen Blättern auf den Betonturm.

Einzelne Schritte sind im folgenden dargestellt:



Abbildung 60: Montage obere Blätter auf Baustelle



Abbildung 61: Festschrauben der Blätter



Abbildung 62: Montage untere Blätter auf Hilfsturm



Abbildung 63: Fertig montierte Anlage A6



## 2.13 Teilprojekt 13: Leistungskurve A6

### Einleitung

Für den kommerziellen Erfolg von Windkraftanlagen ist ein optimierter Wirkungsgrad von grosser Bedeutung. Der Wirkungsgrad, als Anteil der Energie, welche die Anlage aus der vorhandenen Windenergie in elektrische Energie umwandeln kann, bestimmt zusammen mit den Anlagekosten (Abschreibung, Unterhalt, Betrieb, etc.) den Preis der erzeugten kWh Strom.

Die im Folgenden präsentierte Leistungsanalyse wurde nach Möglichkeit in Übereinstimmung mit der Norm IEC 61400-12 realisiert, um Vergleichbarkeit mit anderen Anlagen und generellen Standards sicherzustellen. Sie entspricht aber aus verschiedenen Gründen nicht vollständig der Norm. Auch ist sie nicht in der Lage, genaue Prognosen über den Wirkungsgrad der geplanten Grossanlage A40 zu machen. Einerseits treten am Anlagenstandort in Brütten selten hohe Windgeschwindigkeiten auf und mit einer Nabenhöhe von 18 m befindet sich die Anlage im turbulenten Windregime. Andererseits bezieht sich die in der Norm definierte Leistungskurve auf die Netto-Einspeiseleistung einer Windkraftanlage,  $P_{Netto}$ . Bei der vergleichsweise kleinen A6 ist der Anlagen-Eigenverbrauch  $P_{Turb}$  im Verhältnis zur Anlagennennleistung überproportional gross. Darum ist die Anlagenleistung  $P_{Netto}$  am Einspeisepunkt keine repräsentative Messgrösse, um Rückschlüsse auf das vorliegende Konzept für Grossanlagen zu ziehen. Als bessere Messgrösse, um die Leistungsfähigkeit der Vertikalachsen-Anlage von Vertical Sky<sup>®</sup> zu betrachten, bietet sich hingegen die Leistung an, welche die Anlage dem Wind insgesamt entnehmen kann,  $P_{aero}$ . Diese aerodynamische Leistung ist direkt proportional zum Drehmoment, das der Rotor auf den Generator ausübt,  $M_{Rotor}$ . Das durch Reibung zwischen dem Rotor und dem Generator verloren gegangenen Reibungs-Drehmoment  $M_{Reibung}$  muss dazu addiert werden, da auch diese Leistung dem Wind entnommen wird. Der Zusammenhang dieser beiden Grössen zu  $P_{aero}$  wird definiert als

$$P_{aero} = (M_{Rotor} + M_{Reibung}) \cdot \omega_{Rotor} \quad (1)$$

mit

$P_{aero}$ :	Aerodynamische Leistung
$M_{Rotor}$ :	Übertragenes (gemessenes) Moment zwischen Rotor und Triebstrang
$M_{Reibung}$ :	Reibungsmoment Triebstrang, experimentell bestimmt, konstant angenommen
$\omega_{Rotor}$ :	gemessene Rotordrehzahl.

Zu berücksichtigen ist auch, dass die Widerstand verursachenden Rotorarme und Pitch-Antriebe der Testanlage A6 gegenüber der Grosswindanlage A40 überproportional gross sind (ca. 46%). D.h. der Widerstand wird bei einer Grosswindanlage verhältnismässig wesentlich geringer als bei der verkleinerten Testwindanlage.

Weil das Konzept der Vertical Sky<sup>®</sup>-Anlagen ein grosses Rotorgewicht enthält, fliesst eine gewichtige Menge Windenergie in Form von Rotationenergie zuerst in einen mechanischen Energie-Zwischenpuffer, nämlich in die Rotordrehung resp. Rotorbeschleunigung. Sowohl für die Testanlage A6, als auch mit den aktuell geplanten Anlagenparametern der Grosswindanlage A40, kann davon ausgegangen werden, dass die in der Rotordrehung zwischengepufferte Windenergie bei Nenndrehzahl ungefähr 30 s Vollastleistung entspricht. Dieses Anlagenspezifische Phänomen führt nicht nur zur Pufferung von un stetigen Windressourcen, sondern ermöglicht im Kontext eines Verbundnetzes im Prinzip auch die Glättung von Verbrauchs- oder Produktionsspitzen. Die vorliegende Leistungsanalyse wird dadurch aber auch anspruchsvoller. Wenn die Rotordrehzahl zu Beginn und am Ende eines Messintervalls verschieden ist, greift die obige Formel (1) zu kurz. Ist die Rotordrehzahl am Ende der Messung geringer, wurde dem Rotor mehr Energie entnommen, als durch den Wind zugeführt wurde. Ist die Rotordrehzahl hingegen höher, wurde weniger abgenommen als der Anlage durch den Wind zugeführt wurde. Besonders in kurzen Mess- und Analyseintervallen kann dieser Unterschied von Bedeutung sein. Die obige aerodynamische Leistungsdefinition soll daher um einen Korrekturterm ergänzt werden, der die in der Rotorbeschleunigung zwischengespeicherte Energie mit einbezieht. Für



ein Messintervall der Länge  $\Delta t$  und zeitlich gemittelte Werte soll die folgende Definition verwendet werden:

$$\overline{P_{aero}} = (\overline{M_{Rotor}} + M_{Reibung}) \cdot \overline{\omega_{Rotor}} + \frac{I_{Rotor} \cdot (\omega_{end}^2 - \omega_{start}^2)}{\Delta t} \quad (2)$$

mit

$\overline{P_{aero}}$ :	Aerodynamische Leistung, im Mittel von $\Delta t$
$\overline{M_{Rotor}}$ :	Übertragenes Moment zwischen Rotor und Triebstrang, im Mittel von $\Delta t$
$M_{Reibung}$ :	Reibungsmoment Triebstrang, experimentell bestimmt, konstant angenommen
$\overline{\omega_{Rotor}}$ :	Rotordrehzahl, im Mittel von $\Delta t$
$I_{Rotor}$ :	Rotor-Massenträgheitsmoment, experimentell bestimmt, angenommen konst.
$\omega_{end}, \omega_{start}$ :	Rotordrehzahlen am Ende und zu Beginn eines Messintervalls der Länge $\Delta t$
$\Delta t$ :	Dauer des Messzeitraumes.

## Vorgehen

Das Ziel der vorliegenden Untersuchung ist die Bestimmung der aerodynamischen Leistungskurve für die Testanlage A6 in einem fixierten Betriebszustand. Dieser umfasst einen aktuell noch nicht fertig optimierten Satz an Regelungsparametern. Für jedes Messintervall der Länge  $\Delta t$  wurde jeweils die mittlere aerodynamische Leistung  $\overline{P_{aero}}$  nach der Formel (2) berechnet und gegen die mittlere Windgeschwindigkeit im selben Messintervall aufgetragen. Windgeschwindigkeiten wurden in Gruppen («Bins») der Länge 0.5 m/s aufgeteilt, um weiterführende Analysen, beispielsweise die Berechnung des Wirkungsgrades, durchzuführen. Die der Statistik zu Grunde liegenden Messintervalle müssen ohne Unterbruch mit 0.5 Hz oder höher aufgelöst gemessen werden. Während den Messkampagnen wurden die Messdaten durchgehend aufgenommen, unabhängig vom herrschenden Wetter und ob die Anlage in Betrieb war oder nicht.

Für die Analyse wurden in einem ersten Schritt aus den durchgehend gemessenen Daten ungültige Messungen identifiziert und aussortiert. Die Norm IEC 61400-12 benennt beispielsweise Situationen, in denen die Anlage in einem unzulässigen Betriebszustand war, in denen der Wind aus einer unzulässigen Richtung wehte oder wenn aus messtechnischen Gründen nicht genügend Daten vorhanden waren. Wenn für ein fixiertes Messintervall zu viele Messunterbrüche stattfanden oder zu viele Daten auf Grund von Ausschlusskriterien wegfielen, war die Messfrequenz unter 0.5 Hz resp. die Messung nicht mehr zeitlich zusammenhängend. Solche Messintervalle wurden komplett von der Analyse ausgenommen.

Zur Berechnung der Leistungskurve wurden folgende Sensoren resp. Messwerte verwendet: Zeit / Messmast - Windrichtung auf Nabenhöhe / Messmast - Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe / Lufttemperatur / Luftdruck / Luftfeuchte / Rotordrehzahl / Rotordrehmoment beim Generator (nach dem Triebstrang) und der Betriebszustand der Anlage. Zudem wurden das Rotorreibmoment  $M_{Reibung}$  des Triebstranges zwischen Rotor und Generator und das Massenträgheitsmoment  $I_{Rotor}$  des Rotors experimentell bestimmt. Diese beiden Grössen werden für den gesamten Verlauf der Messkampagne, also auch für die unterschiedlichen Rotordrehzahlen, als konstant angenommen.

Die Analyse der gemessenen Daten wurde so realisiert, dass sie einfach mit weiteren Messkampagnen und gegebenenfalls modifizierten / optimierten Anlagenparametern verglichen werden kann. Es wurden für jede Auswertung die zwei fundamentalen Analyseparameter Messintervall-Länge  $\Delta t_{data}$  und Messintervall-Datendichte  $\rho_{data}$  definiert. In einem ersten Analyseschritt wurde die Datenmenge der gesamten Messkampagne in aufeinanderfolgende Messintervalle, jedes mit der Länge  $\Delta t_{data}$  aufgeteilt.



Im zweiten Schritt wurden alle Daten entfernt, die ein Zulässigkeitskriterium verletzen. Wenn in einem Messintervall danach weniger Daten vorlagen als  $\rho_{data}$  vorgibt, wurden auch potentiell darin enthaltene zulässige Datenpunkte nicht weiter verwendet und das Messintervall wurde als Ganzes verworfen. Dieses Vorgehen führt dazu, dass wenn Daten, Startpunkt, Messintervalllänge  $\Delta t_{data}$ , Zulässigkeitskriterien und Datendichte  $\rho_{data}$  gegeben sind, das Analyseresultat eindeutig und nachvollziehbar definiert ist. Gleichzeitig kann durch Variation der beiden Analyseparameter eine grosszügigere oder strengere Analyse realisiert werden, die mehr oder weniger Daten einbezieht. Die Analyse-Feinkörnigkeit, bzw. die zu Grunde liegende analysierte Datenmenge wird damit im Prinzip variierbar auf Kosten der Analysequalität.

Für jeden Messzeitraum werden nachfolgend zuerst separat alle notwendigen Grössen berechnet. Schlussendlich können verschiedenste Statistiken gebildet werden, um die Windverhältnisse und das Anlagenverhalten zu charakterisieren.

## Resultate

Eine erste Messkampagne mit einem nicht optimierten Parametersatz für die Steuerung der Anlage wurde im Zeitraum zwischen dem 9. September und dem 5. Oktober 2025 durchgeführt.

Die am Anlagenstandort während der Messkampagne vorherrschenden Windressourcen werden charakterisiert durch einen Polarplot der Windrichtung und -geschwindigkeit und eine Windgeschwindigkeits-Verteilung als Balkendiagramm. Die gemessenen Daten stammen von einem zertifizierten Windmessgerät, das auf Nabenhöhe auf einem Windmessmast in der Nähe der Turbine montiert worden ist.

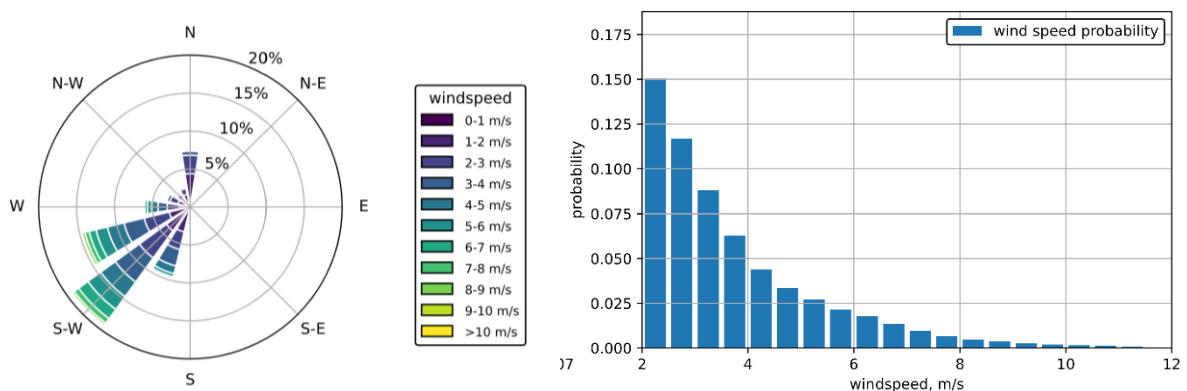


Abbildung 64: Windverhältnisse während der Messkampagne 1.

Während diesem Messzeitraum waren Winde aus Südwesten vorherrschend und die häufigsten Windgeschwindigkeiten lagen zwischen 1.0 und 2.5 m/s. Um auch genügend Daten bei höheren Windgeschwindigkeiten zu erhalten, wurde einerseits über eine lange Zeit gemessen (fast ein Monat). Andererseits wurde für die Leistungsanalyse die Messintervall-Länge mit  $\Delta t = 30$  s relativ kurz gewählt. Da die kräftigeren Windstöße oft nur von kurzer Dauer waren (weniger als eine Minute), konnten so mehr Daten bei höheren Geschwindigkeiten in die Auswertung einbezogen werden, als wenn die Messintervalle bei 2 oder 10 Minuten festgelegt worden wären. Dies erlaubt dann die Erstellung einer Leistungskurve bis zu höheren Windgeschwindigkeiten, vergrössert aber im Gegenzug die Messunsicherheit (Fehlerbalken). In die Auswertung inkludiert wurden ca. 33 h Messzeit.

In den drei folgenden Plots werden die Resultate der Leistungsuntersuchungen zusammengefasst. Im ersten Plot ist die Anzahl der gültigen Messpunkte pro Windgeschwindigkeits-Bin dargestellt. Die



horizontale rote Linie zeigt, bei welchen Geschwindigkeiten die minimal erforderliche Messzeit von 30 min erreicht wurde. Dies ist zwischen 2.5 und 7.5 m/s Wind der Fall.

In der zweiten Grafik wird die aus dem gemessenen Drehmoment berechnete Leistung gegen die Windgeschwindigkeit aufgetragen. Mit zunehmender Windgeschwindigkeit steigt die Leistung an und flacht dann gegen 8 m/s deutlich ab. Hier wird auch die Datenmenge zu klein, um noch verlässliche Werte zu ermitteln.

In der dritten Grafik wird die Leistungskurve als aerodynamischer Wirkungsgrad gegen die Windgeschwindigkeit aufgetragen. Nach dem Anfahren steigt das  $c_p$  rasch an und erreicht bei rund 4 m/s ein Plateau. Bis zur Nenndrehzahl bei rund 8 m/s bleibt der Wirkungsgrad in etwa konstant in der Größenordnung von 0.20.

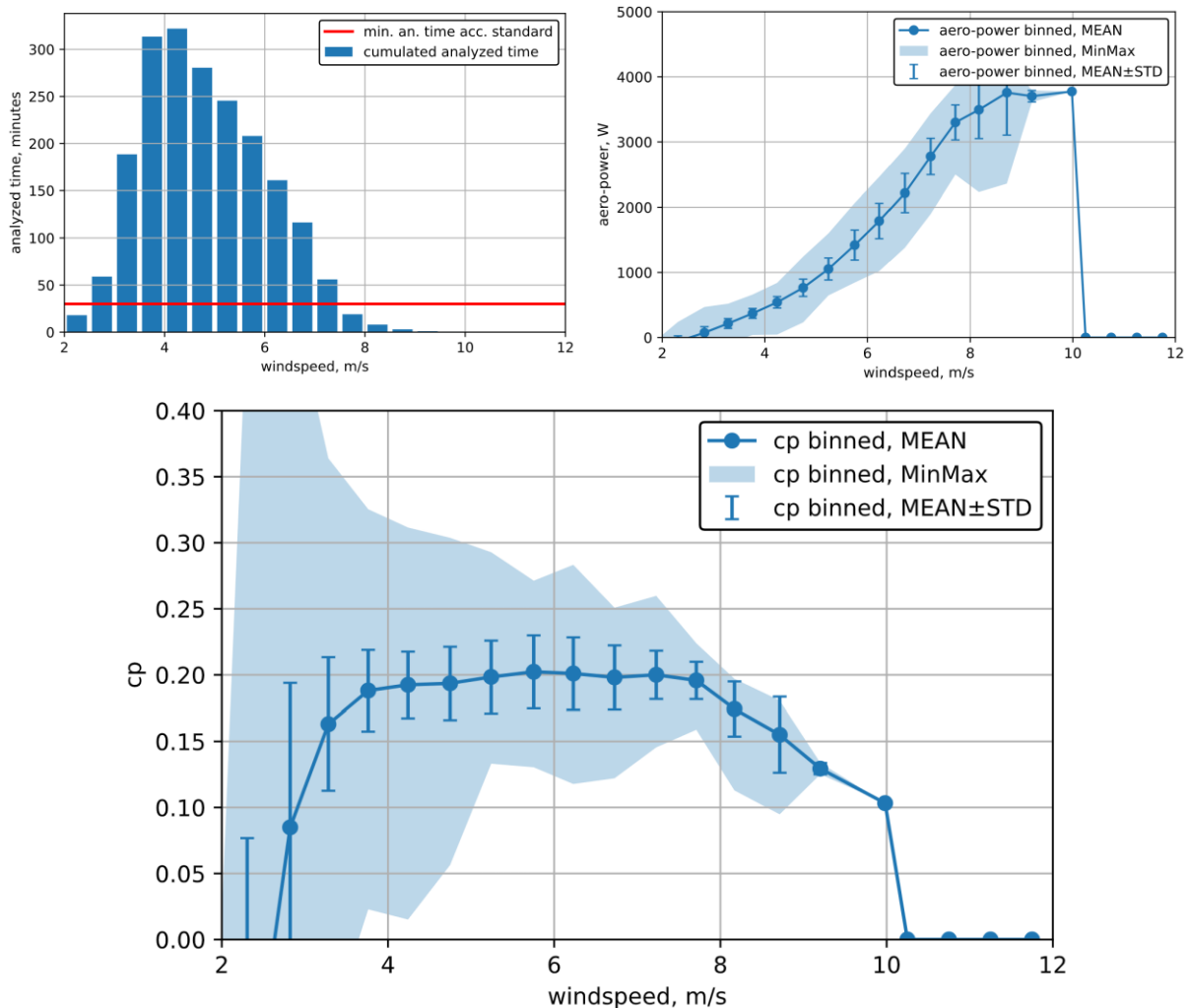


Abbildung 65: Datengrundlage, Leistung und aerodynamischer Wirkungsgrad in der Messkampagne 1.

Eine zweite Messkampagne mit einem verbesserten Parametersatz für die Steuerung der Anlage (Pitchkurven) wurde im Zeitraum zwischen dem 20. und dem 27. Oktober 2025 durchgeführt.

Die während dieser Messkampagne gemessenen Windverhältnisse am Standort der A6-Anlage waren wie folgt:

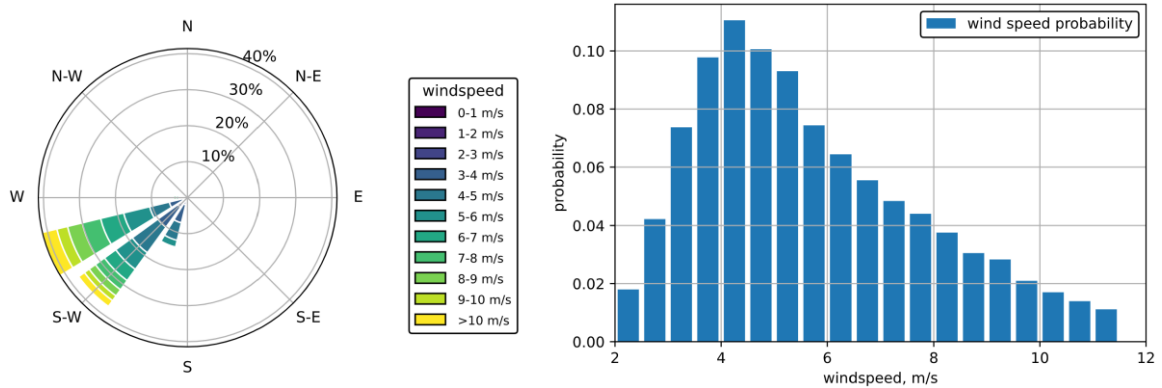
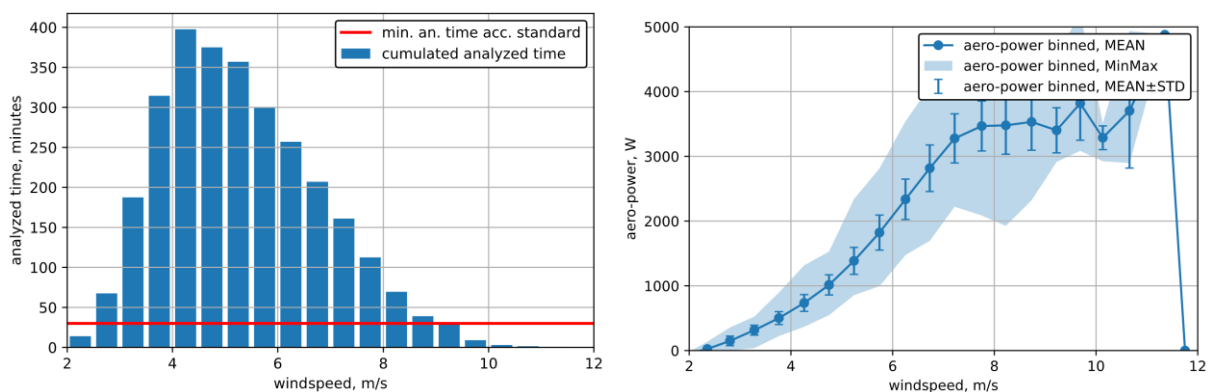


Abbildung 66: Windverhältnisse während der Messkampagne 2.

Im Vergleich zu der ersten Messkampagne war die zweite deutlich kürzer, nämlich nur etwa eine Woche. Während diesem Messzeitraum waren ebenfalls Winde aus Südwesten vorherrschend. Die Messzeit war aber charakterisiert durch kräftige Herbstwinde. So lagen die häufigsten Windgeschwindigkeiten zwischen 3.5 und 5.5 m/s. Die höchsten Geschwindigkeiten lagen sogar über 12 m/s. Für die Vergleichbarkeit der Ergebnisse und um eine grössere Anzahl gültiger Messwerte zu erhalten, wurde auch bei dieser Kampagne die Messintervall-Länge mit  $\Delta t = 30$  s relativ kurz gewählt.

Der folgende Plot zeigt, dass bei dieser Messreihe zwischen 2.5 und 9.5 m/s jeweils die minimal erforderliche Messzeit von 30 min erreicht oder überschritten wurde. In die Auswertung inkludiert wurden ca. 48 h Messzeit. Die Leistungskurve ist gegenüber der ersten Messkampagne leicht nach oben verschoben. Dies ist zum Beispiel bei 6 m/s zu sehen, wo mit den ersten Pitchkurven ca. 1.5 kW Leistung berechnet wurde, während nach der Anpassung der Pitchkurve dann 2.0 kW aus derselben Windgeschwindigkeit entnommen werden konnte. Das Plateau wird hier auch etwas früher erreicht.

Die daraus berechnete Leistungskurve zeigt dann einen aerodynamischer Wirkungsgrad von rund 0.26, der in einem Plateau zwischen ca. 4 m/s und 7 m/s Windgeschwindigkeit erreicht wird. Bei grösseren Windgeschwindigkeiten fällt das  $c_p$  dann wieder ab und bei mehr als 9 m/s ist dann auch die Datenlage zu dünn, um noch gültige Werte zu berechnen.



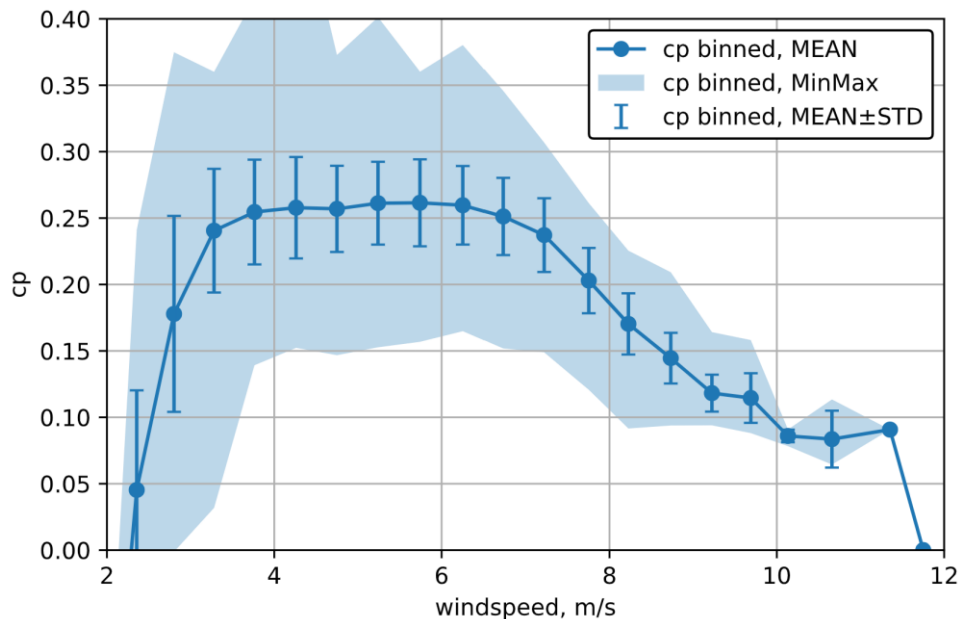


Abbildung 67: Datengrundlage, Leistung und aerodynamischer Wirkungsgrad in der Messkampagne 2

## Schlussfolgerungen

In zwei Messkampagnen wurde der aerodynamische Wirkungsgrad der Anlage Vertical Sky® A6 gemessen. Bereits bei der ersten Kampagne, mit einer ungenügend abgestimmten Pitchkurve, wurde im relevanten Windbereich ein Wirkungsgrad von rund 20 % ermittelt. Durch eine leichte Optimierung der Blattführung konnte dieser Wert bei der zweiten Messreihe auf rund 26 % verbessert werden.

Die Vertical Sky® A6-Anlage wurde vor ihrer Errichtung durch Ingenieure bei einem externen Dienstleister für CFD-Berechnungen unter laminaren Windverhältnissen von 5.1 m/s und bei einer Drehzahl von 42.2 rpm berechnet und simuliert. Der dabei ermittelte aerodynamische Wirkungsgrad von 19 % wurde bei unseren Messungen übertroffen. Dies, obschon die Anlage bei der Messung realen Winden (nicht laminar, mehr turbulente Anteile) ausgesetzt war, was üblicherweise mit einer Leistungseinbusse verbunden ist. Eine Ursache für die Abweichung zwischen den tieferen berechneten und den höheren gemessenen  $c_p$ -Werten könnte an der Schwierigkeit liegen, viskose Kräfte mittels CFD-Simulation exakt zu berücksichtigen.

Mit denselben Berechnungsprogrammen wurde auch die zukünftige A40-Anlage mittels CFD simuliert. Dazu wurde eine Drehzahl von 10.8 rpm bei einer Windstärke von 9.4 m/s laminar angenommen. Die höhere Windgeschwindigkeit stimmt dabei mit der grösseren Bauhöhe und den damit verbundenen stärkeren Winden zusammen. Diese Berechnungen ergaben für die A40 einen Wirkungsgrad von 35 %.

Unter der Voraussetzung, dass bei einer grossen Anlage ebenfalls eine verhältnismässig ähnliche Abweichung zwischen den CFD-Berechnungen und einem später effektiv erreichten aerodynamischen Wirkungsgrad auftritt, kann nach heutigem Stand (ohne Berücksichtigung weiterer Optimierungen) bei der A40-Anlage ein  $c_p$  zwischen 0.41 und 0.46 erwartet werden.

Die von den Vertical Sky®-Anlagen ins Netz eingespeiste Energiemenge ist aus nachvollziehbaren Gründen geringer als alleine über den aerodynamischen Wirkungsgrad berechnet. Neben den mechanischen Verlusten zwischen dem Rotor und dem Generator, ist auch der elektrische Eigenverbrauch der Anlage zu berücksichtigen (Steuerung, Pitchmotoren, Sensoren, Kühlung etc.). Strommessungen an der A6 haben gezeigt, dass der gesamte Anlagenverbrauch im Betrieb zwischen 1.0 und 1.2 kW liegt. Davon fällt rund die Hälfte bis zwei Drittel auf den Stromverbrauch der Pitchantriebe (600 – 800 W). Dieser Anteil ist relativ hoch, da bei den Pitchantrieben der A6 ein hohes Reibmoment



in den Lagerdichtungen auftritt. Konstruktive Anpassungen werden hier bei einer zukünftigen Anlage in Originalgrösse zu einer deutlichen Verbesserung führen.

Abschätzungen für den Eigenverbrauch und die Verluste einer zukünftigen A40-Anlage basieren auf Daten der bekannten Komponenten der A32 und der aktuellen Lastenrechnung der A40. Sie bestimmen einen Eigenverbrauch samt Verlusten im Betrieb von rund 150 kW, je nach Betriebszustand. Im Verhältnis zur aerodynamischen Rotorleistung beträgt der erwartete Eigenverbrauch damit rund 15 % bzw. der mechanische und elektrische Wirkungsgrad (ohne Aerodynamik) liegt somit bei rund 85 %.



## 2.14 Teilprojekt 14: Schallemissionsmessungen A6

### **Messbedingungen der Schallemissionsmessungen**

Die Schallemissionsmessungen an der Windkraftanlage A6 wurden durch Wichser Akustik & Bauphysik AG, 8052 Zürich, durchgeführt. Da die Windkraftanlage im Verhältnis zu den Grundgeräuschen von Wind und Umgebung nur sehr geringen Lärm verursacht, war eine normgerechte Messung nach IEC 61400-11 nicht möglich.

Das Messmikrofon wurde im Abstand von 25 m von der Anlage (auf der windabgewandten Seite) auf einer Höhe von 2.5 m über dem Boden positioniert. Für die Messung wurden folgende Mess- und Kalibriergeräte verwendet, welche vom Eidg. Amt für Messwesen beglaubigt sind:

Gerätebezeichnung	Typ	Serie-Nr.
Norsonic Class 1 Sound Level Meter Mikrofon Norsonic	Nor145/ Nor1227	14530542/ 619334
Power Amplifier	Nor282	28256289

Es wurde der energieäquivalente, «A»-bewertete Dauerschallpegel  $L_{A,eq}$  mit der Zeitkonstanten «FAST» messtechnisch erfasst. Die Bestimmung der Schalleistung  $L_w$  erfolgte nach der EN ISO 3746:2011 und als Abgleich mit dem Rechenprogramm CADNA.

Die Lanzzeitmessung wurde am 11. September 2025 um ca. 09:00 h gestartet und rund 24 h fortgesetzt. Zu den Werten der Lärmemission wurden auch die Anlagenwerte (Drehgeschwindigkeit, Rotorwinkel, Pitchwinkel) und die Windmesswerte (Windgeschwindigkeit und -richtung, gemessen am Turm der Anlage und an einem separaten Windmessmast) mit einer Auflösung von 100 Hz erfasst.

Als minimale Windgeschwindigkeit für die Berücksichtigung der Messresultate wurde 5 m/s gewählt, in Anlehnung an die Norm IEC 61400-11.



Abbildung 68: Aufstellung des Mikrofons für die Schallmessungen bei der vertikalen Windkraftanlage A6 in Brütten.



## Resultate

Während des Tages waren längere Zeiträume mit genügend starken Winden vorhanden. In der ruhigeren Nachtzeit lagen vergleichsweise wenige Phasen mit Windgeschwindigkeit von über 5 m/s vor und die Turbine war häufiger aufgrund von fehlendem Wind im Stillstand. Da sich die Windkraftanlage in der Abflugschneise vom Flughafen Zürich sowie im Nahbereich von Gewerbebauten und Strassen (Nebenlärm) befindet, konnten während der Messkampagne nur wenige Phasen für die Auswertung während der Tages- und Nachtzeit genutzt werden.

Es wurden zwei repräsentative Zeiträume mit unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten für die Beurteilung der Lärmemissionen der Windkraftanlage herangezogen. Diese waren am Tag zwischen 19:04 und 19:15 h für das Grundgeräusch bei 6.0 m/s Wind und zwischen 15:20 und 15:25 h für die laufende Anlage bei 6.3 m/s Wind. In der Nacht wurden die Daten zwischen 04:11 und 04:35 h für das Grundgeräusch und zwischen 05:20 und 05:48 h für die laufende Anlage ausgewertet. Die Windgeschwindigkeiten waren dabei 5.2 und 5.3 m/s. Bei den Messungen zeigte sich, dass der allgemeine Grundgeräuschpegel (ohne Betrieb der Windkraftanlage) durch Windeinflüsse bereits deutlich erhöhte Pegel aufwies. Da der allgemeine Grundgeräuschpegel über allen Frequenzen nicht mindestens 10 dB(A) unter dem eigentlichen Lärmpegel der Windkraftanlage lag, musste eine Grundgeräuschkorrektur vorgenommen werden.

Die Resultate der Messungen sind in der folgenden Tabelle und der Grafik dargestellt:

Betriebszustand	Zeitraum	Windge.	$L_G$ / $L_{eq}$	$L_{eqkorr}$
Nacht Grundgeräusch	4:11 - 4:35	5.2 m/s	$L_G = 34.6$ dB(A)	
Nacht In Betrieb	5:20 - 5:48	5.3 m/s	$L_{eq} = 39.7$ dB(A)	<b><math>L_{eq} = 38.1</math> dB(A)</b>
Tag Grundgeräusch	19.04 – 19.15	6.0 m/s	$L_G = 38.1$ dB(A)	
Tag In Betrieb	15.20 - 15.25	6.3 m/s	$L_{eq} = 43.6$ dB(A)	<b><math>L_{eq} = 42.0</math> dB(A)</b>

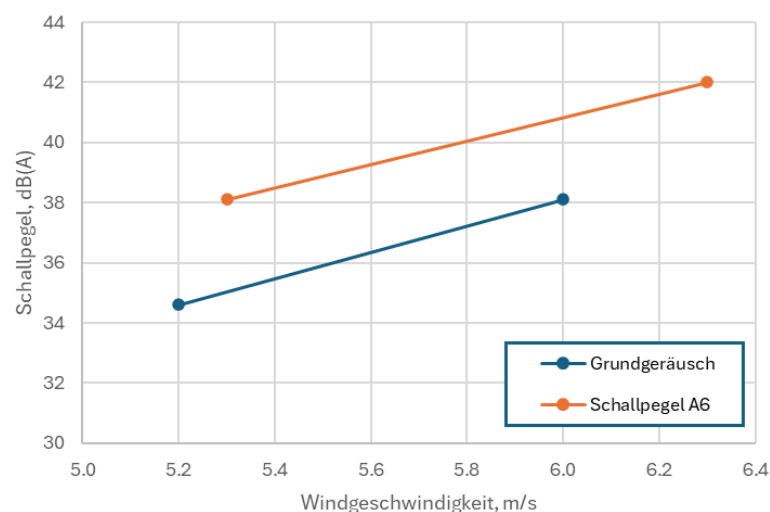


Abbildung 69: Schallpegel  $L_{eqkorr}$  der A6-Anlage im Vergleich zu den Grundgeräuschen  $L_G$  bei unterschiedlichen Windstärken.

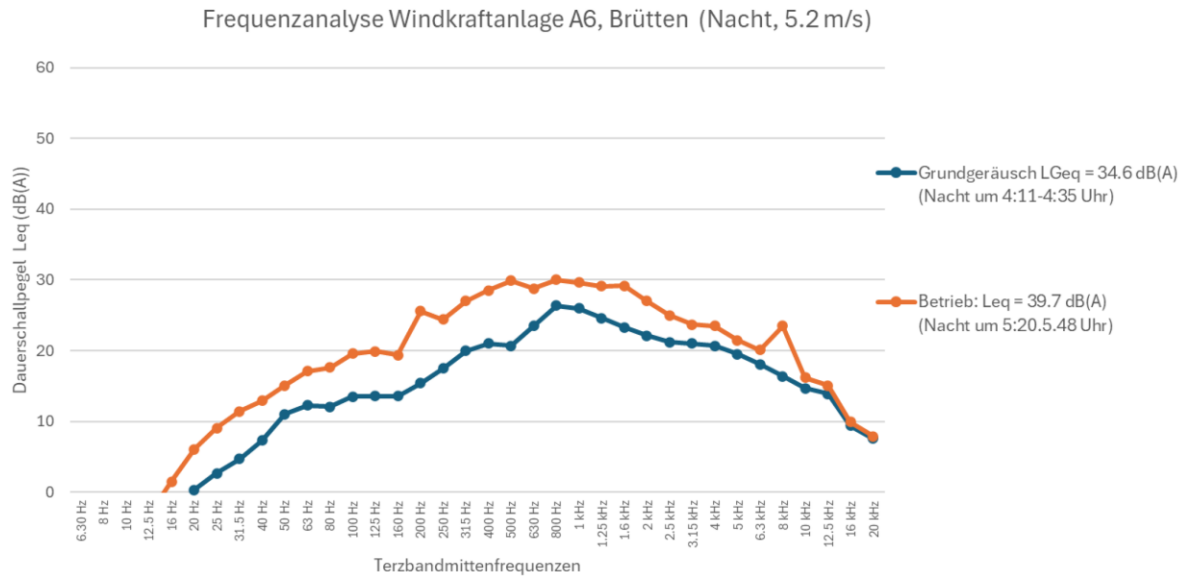


Abbildung 70: Frequenzanalyse der gemessenen Schallpegel bei 5.2 bzw. 5.3 m/s Windstärke.

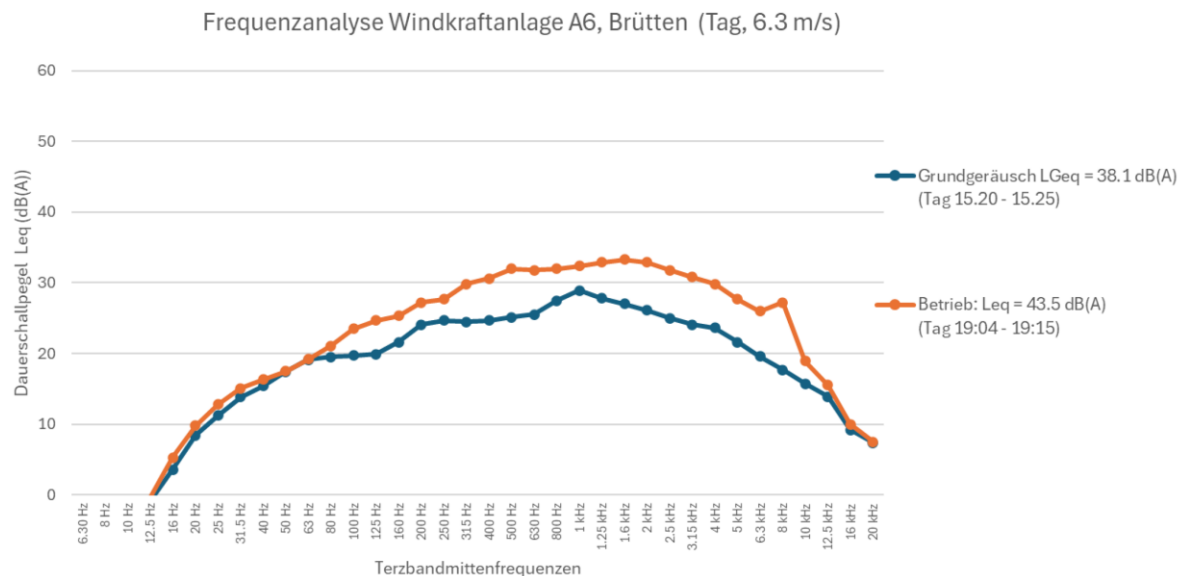


Abbildung 71: Frequenzanalyse der gemessenen Schallpegel bei 6.0 bzw. 6.3 m/s Windstärke.

An den gemessenen Daten der Schallpegel wurden zusätzlich Frequenzanalysen durchgeführt (Abbildung 70 und Abbildung 71). Diese zeigen, dass die Schallpegel bei laufender Anlage über den ganzen Frequenzbereich erhöht werden. Damit besteht der Schall der Anlage grundsätzlich aus einem Rauschen. Ein kleiner, charakteristischer Peak der Anlage erscheint bei rund 8 kHz. Dies ist ein leises Pfeifen, welches mutmasslich von der Steuerelektronik der Pitchantriebe stammt. Die verursachende



Elektronikkomponente befindet sich bei der A6-Anlage in einem offenen Gehäuse auf der Nabe. Bei einer zukünftigen grossen Anlage, wird diese Steuerung in einem geschlossenen Schaltschrank untergebracht und wird daher schalltechnisch viel besser abgeschirmt sein.

Aus den Schallmessungen in einem Abstand von 25 m ergaben sich je nach Windgeschwindigkeit folgende Schallleistungspegel für die Windkraftanlage:

Betriebszeit	Windge.	$L_{eq}$	$L_{eqkorr}$	$L_W$
Nacht: 5:20 - 5:48 In Betrieb	5.3 m/s	$L_{eq} = 39.7 \text{ dB(A)}$	$L_{eq} = 38.1 \text{ dB(A)}$	<b><math>L_W = 78.9 \text{ dB(A)}</math></b>
Tag, 15:20 - 15:25 In Betrieb	6.3 m/s	$L_{eq} = 43.6 \text{ dB(A)}$	$L_{eq} = 42.0 \text{ dB(A)}$	<b><math>L_W = 82.8 \text{ dB(A)}</math></b>

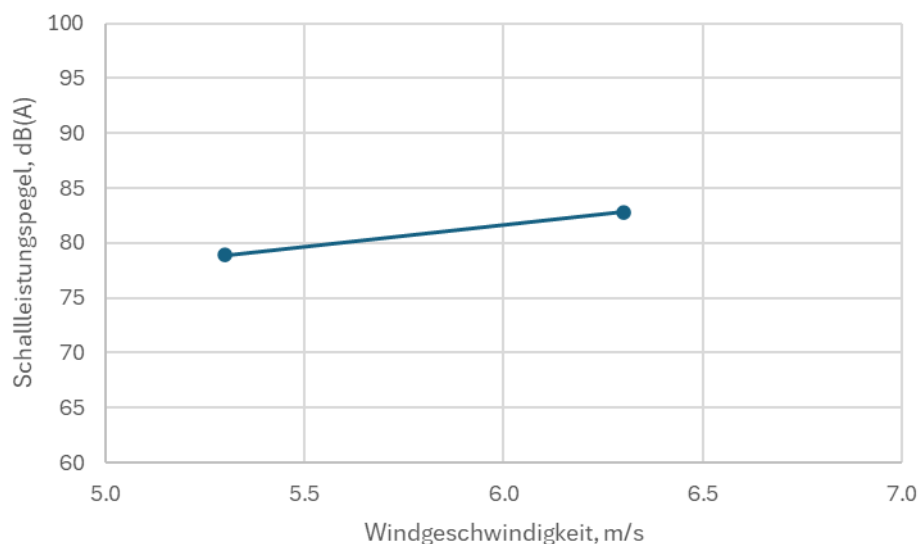


Abbildung 72: Schallleistungspegel der Vertical Sky® A6 bei 5.3 bzw. 6.3 m/s Windstärke.

### **Schlussfolgerungen und Übertragung auf grosse vertikale Windkraftanlagen**

Die durchgeführte Untersuchung der Lärmemissionen der Windkraftanlage Vertical Sky® A6 zeigt, dass die Schallpegel bei laufender Anlage leicht höher sind als bei stehender Anlage. Einen viel grösseren Einfluss hat hingegen der Wind selber, der das Grundgeräusch massiv beeinflusst. So wurde beispielsweise bei einer Windstärke von 6.0 m/s bei stehender Anlage bereits ein Schallpegel von 38.1 dB(A) gemessen. Der exakt gleiche Wert wurde auch bei laufender Anlage und einer nur geringfügig tieferen Windgeschwindigkeit von 5.3 m/s ermittelt.

Es ist bekannt, dass die Schallemission von Windkraftanlagen zu einem grossen Teil durch die hohen Flügelgeschwindigkeiten an den Blattspitzen verursacht wird. Die Vertical Sky® Windturbinen haben hingegen über die gesamte Flügellänge eine konstante und tiefe Geschwindigkeit. Daher emittieren diese Anlagen viel weniger Schall. Diese Messungen wurden an der kleinen Windkraftanlage A6 mit einer Schnelllaufzahl von 2.3 durchgeführt. Die geplante grosse Anlage Vertical Sky® A40 hat die gleiche optimale Schnelllaufzahl. Das heisst, die relative Geschwindigkeit der Rotorblätter zum Wind ist dieselbe wie bei der kleinen Anlage. Entsprechend sind – aufgrund des viel grösseren



Rotordurchmessers – die Drehzahlen reduziert. Aufgrund der Tatsache, dass die Rotorblätter einer grossen Vertical Sky® sich nicht schneller bewegen als die Rotorblätter der in diesen Schallmessungen untersuchten, erwarten wir bei der zukünftigen A40-Anlage keine höheren Schallemissionen.

Die an der A6-Anlage ermittelten Schalleistungspegel (Grundgeräusch und Anlagengeräusch zusammen) liegen je nach Windstärke zwischen 78.9 und 82.8 dB(A) und übertreffen damit die Erwartungen an eine leise und geräuscharme Windkraftanlage.



## 3 Schlussfolgerungen und Ausblick

### 3.1 Schlussfolgerungen

In diesem Projekt konnte aufgezeigt werden, dass sich Vertical Sky®-Anlagen fertigen und aufbauen lassen. Durch den dreimaligen Aufbau (2x A32, 1x A6) konnten wertvolle Erfahrungen gesammelt und damit die Wirtschaftlichkeit bei einer zukünftigen Serienfertigung verbessert werden.

Die bei der grossen A32-Anlage aufgetretenen Mängel in der Betriebssteuerung, welche zur Beschädigung und zum Rückbau geführt hatten, konnten in der kleinen A6-Testanlage behoben werden. Mit der Weiterentwicklung der Anlagensteuerung und den Erfahrungen an den drei Anlagen wurde eine zuverlässige Steuerung und ein sicherer Betrieb erreicht und nachgewiesen.

Erste Leistungsmessungen an der Testanlage A6 zeigen bereits aerodynamische Wirkungsgrade im erwarteten Bereich für kleine, vertikale Windkraftanlagen. Durch eine erste Optimierung der Pitch-Steuerung konnte die Leistung bereits deutlich gesteigert werden. Aufgrund von Daten aus Berechnungen und Simulationen für die Anlagen A6 und A40, kann davon ausgegangen werden, dass die zukünftigen Anlagen in Originalgrösse die geplanten Wirkungsgrade erreichen werden. Das Potential liegt vor allem darin, dass grosse Anlagen einen im Verhältnis kleineren Anteil an Eigenverbrauch haben, mit ihrer Höhe in idealeren, weniger turbulenten Luftschichten betrieben werden, sowie geringere Verluste durch verhältnismässig kleinere Rotorarme und Pitchantriebe haben, als dies bei der Testanlage A6 der Fall ist.

Die an der Testanlage A6 gemessenen Lärmemissionen bestätigen, dass die Vertical Sky®-Technologie viel leiser ist als konventionelle horizontale Anlagen mit ihren hohen Blattgeschwindigkeiten. Die Betriebsgeräusche bestehen hauptsächlich aus einem monotonen Rauschen. Bei einer Windgeschwindigkeit von 6.0 m/s entspricht der gemessene Schall des Windes allein (Grundgeräusch) exakt dem der laufenden Anlage bei 5.3 m/s Windgeschwindigkeit.

Die Vertical Sky®-Technologie hat damit grosses Potential, in der dezentralen Stromproduktion direkt bei den Verbrauchern, einen wesentlichen Beitrag zur Sicherstellung einer klimaneutralen, verlässlichen und ökonomischen Stromversorgung zu leisten.

Das Vertical Sky®-Konzept ist damit reif für die nächsten Schritte. Eine Herausforderung bleibt, dass diese Technologie anlagenspezifisch zusätzliche Elemente enthält. So hat eine Vertical Sky®-Anlage mehr Rotorblätter als eine horizontale Anlage. Die Rotorarme und die Pitchmotoren, welche unter ständiger Wechsellast stehen, stellen zusätzliche Komponenten dar, die bei den klassischen Anlagen nicht oder nicht in derselben extremen Ausprägung erfordert werden. Der Turm muss höheren statischen und dynamischen Lasten genügen, was sich in zusätzlichen Kosten niederschlägt.

Demgegenüber stehen die Vorteile, dass die Vertical Sky®-Anlagen aufgrund ihrer diskreten Erscheinung (kaum Lärmentwicklung, langsame und gleichförmige Bewegungen) dort zum Einsatz kommen können, wo klassische Anlagen nicht zugelassen oder nicht opportun sind. Damit kann ein Markt bedient werden, der kaum Alternativen für die Produktion von Strom aus Windenergie zur Verfügung hat. Durch das Konzept der Installation von dezentralen Anlagen hinter dem Stromzähler, ist der wirtschaftliche Druck weniger gross. Die Gestehungskosten pro kWh müssen damit nicht mit den Herstellkosten in grossen Windparks mithalten, sondern vergleichen sich mit den Strompreisen im Einkauf der Endverbraucher (inkl. Übertragung).

Trotz der bereits gebauten grossen Prototypen (A32) und der erfolgreich aufgebauten und betriebenen Testanlage A6, bleibt beim erneuten Skalieren auf eine kommerzielle Anlage ein technisches Restrisiko. So konnten beispielsweise bei der A6 nicht alle Systeme und Komponenten in identischer Art und Weise umgesetzt werden (Platzbedarf, Verfügbarkeit von Systemen etc.). Es wird damit gerechnet, dass die bei einer grossen Anlage eingesetzten Systeme eine Abstimmung und Optimierung benötigen und möglicherweise nicht von Beginn weg in der vorgesehenen Art und Weise funktionieren werden.



Zudem waren in der vergangenen Entwicklungszeit nicht genügend Ressourcen vorhanden, um bereits weitergehende Optimierungen umzusetzen. Hier besteht in Zukunft ein grosses Potential für Verbesserungen, die in zukünftige Generationen grosser Anlagen einfließen werden. Einerseits gibt es untersuchte Ansätze, um die aerodynamischen Eigenschaften positiv zu beeinflussen. Andererseits liegt ein grosses Potential in der kostengünstigeren Beschaffung und Fertigung der Anlagen. Zusätzliches Potential für Kosteneinsparungen und Effizienzsteigerungen sehen wir in einer neuartigen Rotorblatt-Befestigung. Dazu ist bereits ein Forschungsprojekt angelaufen. Dieses Potential sollte genutzt werden, um über längere Zeit ein konkurrenzfähiges Produkt auf dem Markt zu halten.

### 3.2 Ausblick

Aktuell stehen wir mitten in der Entwicklung und Konstruktion der ersten kommerziellen Grossanlagen vom Typ A40. Diese Anlagen sollten bis Mitte 2026 fertig definiert und gezeichnet sein, damit zu diesem Zeitpunkt die Beschaffung und Produktion gestartet werden kann.

Die Anlagen werden einen Rotordurchmesser von 40 m haben und eine Nennleistung von 1 MW liefern. Die wesentlichen Abweichungen zur A32 sind in der Flügelform, in der Betriebssteuerung und in der Konstruktion der Rotorarme aus Stahl. Aufgrund der vielen, teils schmerzhaften, aber auch wertvollen Erfahrungen mit den A32- und A6-Anlagen, sind wir überzeugt, nun genügend Know-how gesammelt zu haben, um die ersten A40-Anlagen erfolgreich zu bauen und zu betreiben.



## 4 Literaturverzeichnis

1. I. Paraschivoiu. (2009). *Wind Turbine Design - With Emphasis on Darrieus Concept*. Canada: Presses internationales Polytechnique, 2002.
2. Michael J. Asheim, Measurement of Aeroacoustic Noise Generated on Wind Turbine Blades Modified by Trailing Edge Brushes, Thesis of the Faculty and board of Trustees of the Colorado School of Mines, Golden, Colorado, 2014
3. J.E. Ffows Williams and L.H. Hall, Aerodynamic sound generation by turbulent flow in the vicinity of a scattering half plane, *Journal of Fluid Mechanics*, Vol. 40, part 4, 1970
4. Borg, van der, N.J.C.M.; Staun, W.J.: Acoustic Noise Measurements on Wind Turbines, ECWEC-Conference, 1989
5. *International Standard IEC 61400-13:2015* , International Electrotechnical Commission, 2015-12
6. S.F. Hoerner, Fluid-Dynamic Drag, Hoerner Fluid Dynamics, Bakersfield, CA 93390, 1965
7. Gosselin R., Dumas G., Boudreau M. : Parametric study of H-Darrieus vertical-axis turbines using uRANS simulations, Paper CFDSC-2013 #178, Session 13-6 Rotating Maschine I, 21<sup>st</sup> Annual Conference of the CFD Society of Canada, Sherbrooke, Canada, May 6-9, 2013
8. S. Gudmundsson, *General Aviation Aircraft Design*, Elsevier Inc. 2014
9. Asheim M. J.: Measurement of Aeroacoustic Noise Generated on Wind Turbine Blades Modified by Trailing Edge Brushes, Golden Colorado, 2014
10. Jakobsen J., Andersen B.: Aerodynamic Noise from Wind Turbine Generators; Experiments with Modification of Full Scale Rotors. Danish Acoustical Institute, EFP j.nr. 1364/89-5 JOUR-CT 90-0107, pp. 1-97, June 1993
11. Klug H., Osten T., Jakobsen J., Andersen B., et al.: Aerodynamic Noise from Wind Turbines and Rotor Blade Modification. JOULE II, Project J0U2-CT92-0233, Final Report, DEWI-V-950006, November 1995
12. *International Standard IEC 61400-1 Design requirements – 2005*