

# Entwicklung von Beurteilungsmethoden für den Einsatz von Kleinwindenergieanlagen in urbaner Umgebung

Urbane Windenergie

K. Leonhartsberger, M. Peppoloni,  
A. Hirschl, K. Baumann-Stanzer,  
S. Stenzel, C. Lotteraner, K. Leeb,  
J. Klappacher, C. Tiefgraber,  
L. Zajicek, M. Drapalik, D. Reiterer,  
R. Teppner, M. Auer

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

**30/2019**

Liste sowie Downloadmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter <http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

### **Impressum**

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:  
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie  
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:  
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien  
Leiter: DI Michael Paula

Auszugsweise Abdruck ist nur mit Quellenangabe gestattet. Es wird darauf verwiesen, dass alle Angaben in dieser Publikation trotz sorgfältiger Bearbeitung ohne Gewähr erfolgen und eine Haftung der Republik Österreich und der Autorin/des Autors ausgeschlossen ist. Nutzungsbestimmungen: <https://nachhaltigwirtschaften.at/de/impressum/>

# Entwicklung von Beurteilungsmethoden für den Einsatz von Kleinwindenergie- anlagen in urbaner Umgebung

Urbane Windenergie

Kurt Leonhartsberger, MSc., Mauro Peppoloni, MSc.  
Technikum Wien GmbH

Alexander Hirschl, MSc.  
FH Technikum Wien

Dr. Kathrin Baumann-Stanzer, Mag. Sirma Stenzel,  
Dr. Christoph Lotteraner  
Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik – ZAMG

Kurt Leeb  
Solvento

Mag. Dr. Renate Teppner, DI Markus Auer  
AIT Austrian Institute Of Technology

DI Johannes Klappacher, Ing. Christoph Tiefgraber  
Energiewerkstatt Verein

Dr. Markus Drapalik, Dipl. Ing. Larissa Zajicek  
Institut für Sicherheits- und Risikowissenschaften  
Universität für Bodenkultur Wien

Ing. Daniel Reiterer M.A.  
AEE NOW

Wien, Oktober 2018

Ein Projektbericht im Rahmen des Programms



des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie



## Vorbemerkung

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm Stadt der Zukunft des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT). Dieses Programm baut auf dem langjährigen Programm Haus der Zukunft auf und hat die Intention Konzepte, Technologien und Lösungen für zukünftige Städte und Stadtquartiere zu entwickeln und bei der Umsetzung zu unterstützen. Damit soll eine Entwicklung in Richtung energieeffiziente und klimaverträgliche Stadt unterstützt werden, die auch dazu beiträgt, die Lebensqualität und die wirtschaftliche Standortattraktivität zu erhöhen. Eine integrierte Planung wie auch die Berücksichtigung von allen betroffenen Bereichen wie Energieerzeugung und -verteilung, gebaute Infrastruktur, Mobilität und Kommunikation sind dabei Voraussetzung.

Um die Wirkung des Programms zu erhöhen sind die Sichtbarkeit und leichte Verfügbarkeit der innovativen Ergebnisse ein wichtiges Anliegen. Daher werden nach dem Open Access Prinzip möglichst alle Projektergebnisse des Programms in der Schriftenreihe des BMVIT publiziert und elektronisch über die Plattform [www.NachhaltigWirtschaften.at](http://www.NachhaltigWirtschaften.at) zugänglich gemacht. In diesem Sinne wünschen wir allen Interessierten und AnwenderInnen eine interessante Lektüre.

DI Michael Paula

Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie



# Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung .....	12
Abstract.....	14
1 Einleitung.....	16
1.1 Aufgabenstellung .....	18
1.2 Ausgangssituation und geplante Vorgehensweise .....	19
1.2.1 Änderungen im Projektverlauf: .....	21
2 Stand der Technik .....	23
2.1 Windpotential und Strömungsbedingungen im urbanen Raum.....	23
2.2 KWEA-Technologien für urbane Gebiete und deren (Aus)Wirkungen .....	25
2.3 Sicherheitstechnische Betrachtungen urbaner KWEA.....	26
3 Rahmenbedingungen .....	28
3.1 Kleinwindkraftanlagen.....	28
3.1.1 Schachner SW05 .....	28
3.1.2 Amperius VK250 .....	29
3.1.3 Windspot 1.5 .....	30
3.2 Standorte .....	30
3.2.1 Energieforschungspark Lichtenegg .....	30
3.2.2 Kraftwerkspark Simmering .....	33
3.3 Rechtliche Rahmenbedingungen .....	38
4 Ermittlung der Strömungsbedingungen.....	40
4.1 Messung der lokalen Windverhältnisse .....	40
4.1.1 Methode .....	40
4.1.2 Inhaltliche Darstellung und Ergebnisse.....	41
4.2 Site-Calibration .....	44
4.2.1 Methode .....	44
4.2.2 Inhaltliche Darstellung und Ergebnisse.....	45
4.3 Ermittlung und Charakterisierung des Strömungsfeldes an der ENERGYbase .....	47
4.3.1 Methode .....	47
4.3.2 Inhaltliche Darstellung und Ergebnisse.....	47
4.4 Machbarkeitsuntersuchung von Gestaltungsmöglichkeiten.....	49
4.4.1 Methode .....	50
4.4.2 Inhaltliche Darstellung und Ergebnisse.....	50

4.5	Optimierung des Startverhaltens.....	55
4.5.1	Methode .....	56
4.5.2	Inhaltliche Darstellung und Ergebnisse.....	56
5	Wirkungsanalyse .....	58
5.1	Evaluierung des Betriebsverhaltens.....	58
5.1.1	Methode .....	58
5.1.2	Amperius VK250 im Energieforschungspark Lichtenegg .....	58
5.1.3	Windspot im Energieforschungspark Lichtenegg .....	59
5.1.4	Schachner SW5 im Energieforschungspark Lichtenegg .....	59
5.1.5	Schachner SW5 im Kraftwerkspark Simmering .....	60
5.2	Vermessung der Leistungskennlinien .....	60
5.2.1	Methode .....	60
5.2.2	Amperius VK250 im Energieforschungspark Lichtenegg .....	61
5.2.3	Windspot im Energieforschungspark Lichtenegg .....	62
5.2.4	Schachner SW5 im Kraftwerkspark Simmering .....	64
5.3	Ermittlung der Schallemissionen.....	66
5.3.1	Methode .....	66
5.3.2	Amperius VK250 im Energieforschungspark Lichtenegg .....	68
5.3.3	Windspot im Energieforschungspark Lichtenegg .....	70
5.3.4	Resümee.....	71
5.4	Messungen von Vibrationen und Schwingungen.....	72
5.4.1	Methode .....	72
5.4.2	Statistische Auswertung des Standorts Lichtenegg .....	73
5.4.3	Spektrale Auswertung .....	76
5.4.4	Erkenntnisse .....	79
5.4.5	Resümee.....	81
5.5	Untersuchung der Power-Quality .....	82
5.5.1	Methode .....	82
5.5.2	Amperius VK250 im Energieforschungspark Lichtenegg .....	82
5.5.3	Schachner SW5 im Energieforschungspark Lichtenegg .....	83
5.5.4	Schachner SW5 im Kraftwerkspark Simmering .....	84
5.5.5	Zusammenfassung.....	85
6	Sicherheitstechnische Untersuchungen.....	86



6.1	Ermittlung und Beurteilung der Gefährdungspotentiale von KWEA in urbanen Gebieten.....	86
6.1.1	Methode .....	86
6.1.2	Inhaltliche Darstellung und Ergebnisse.....	88
6.2	Beobachtung von Eisansatz.....	93
6.2.1	Methode .....	93
6.2.2	Inhaltliche Darstellung und Ergebnisse.....	93
6.3	Untersuchungen zu Eiswurf und Eisabfall.....	95
6.3.1	Methode .....	95
6.3.2	Inhaltliche Darstellung und Ergebnisse.....	96
6.4	Untersuchung der Anti-Freeze-Folie .....	98
6.4.1	Methode .....	98
6.4.2	Inhaltliche Darstellung und Ergebnisse.....	98
6.5	Risikoreduzierende Maßnahmen .....	99
6.5.1	Methode .....	99
6.5.2	Inhaltliche Darstellung und Ergebnisse.....	99
7	Entwicklung und Validierung eines Standort-Bewertungsschemas für die Errichtung von KWEA in urbanen Gebieten .....	100
7.1	Validierung der Windpotentialkarte .....	100
7.2	Validierung unterschiedlicher Methoden zur Ertragsberechnung für urbane Gebiete.....	105
7.2.1	Gegenüberstellungen unterschiedlicher Leistungskurven.....	105
7.2.2	Zero Turbulence Power Curve.....	110
7.2.3	Resümee und Ausblick.....	112
7.3	Kriterienkatalog und Bewertungsschema.....	113
7.3.1	Erstellung eines Kriterienkatalogs.....	113
7.3.2	Erstellung eines Bewertungsschemas.....	116
7.3.3	Tool zur einfachen Abschätzung der Realisierbarkeit.....	116
7.3.4	Anwendung des Bewertungsschemas.....	120
8	Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen .....	121
8.1	Zusammenfassung .....	121
8.2	Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen.....	126
8.2.1	Genehmigungsverfahren .....	126
8.2.2	Windmessungen.....	128

8.2.3	CFD Modellierung .....	131
8.2.4	Evaluierung des Betriebsverhaltens .....	132
8.2.5	Vermessung der Leistungskennlinien .....	133
8.2.6	Schallemissionen .....	134
8.2.7	Vibrationen und Schwingungen .....	136
8.2.8	Netzverträglichkeit (Power Quality).....	136
8.2.9	Vereisung .....	137
8.2.10	Standortbewertung .....	138
9	Verzeichnisse .....	139
9.1	Abbildungsverzeichnis .....	139
9.2	Tabellenverzeichnis .....	144
9.3	Literaturverzeichnis.....	145



# Kurzfassung

## Ausgangssituation/Motivation

Speziell unter der Prämisse eine versorgungssichere, nachhaltige und resiliente urbane Energieversorgung sicher zu stellen, die nicht ausschließlich auf Energieerzeugung aus dem Umland angewiesen ist, gilt es die vorhandenen Energieressourcen in der Stadt bestmöglich zu nutzen. Neben der Photovoltaik stellt die Kleinwindkraft eine der wenigen Möglichkeiten dar, auch in dicht bebauten Gebieten sowie in der Stadt umweltfreundlich elektrische Energie zu erzeugen und somit die Ziele der neuen EU-Gebäuderichtlinie mit der Forderung nach „nearly zero energy“ Gebäuden zu erreichen. Der Einsatz von Kleinwindkraftanlagen (KWEA) bei stark turbulenten Windverhältnissen, wie sie in urbanen Gebieten oftmals vorherrschen, bringen jedoch zusätzliche Herausforderungen mit sich – speziell in dicht besiedelten Gebieten auf oder in unmittelbarer Nähe von Gebäuden. Aufgrund der damit verbundenen Komplexität gibt es vor allem bei der Auswahl und Bewertung eines potenziellen Standorts, der Wahl einer dafür geeigneten KWEA, sowie der möglichen Interaktion mit der Umgebung noch viele planungs- und sicherheitstechnische Unsicherheiten.

## Inhalte und Zielsetzungen

Ein interdisziplinäres ForscherInnenteam unter der Leitung des Technikum Wiens beschäftigte sich im Forschungsprojekt „Urbane Windenergie“ unter anderem mit folgenden Fragestellungen:

- Wie können die Windverhältnisse bei stark turbulenten Strömungsbedingungen im städtischen Bereich charakterisiert werden? Welche Messungen und Modellansätze sind geeignet, um einen geplanten KWEA-Standort im städtischen Bereich hinsichtlich Leistungspotential der vorgesehenen Anlage zu beurteilen?
- Welchen Einfluss haben stark turbulente Windverhältnisse auf den Ertrag und die Lebensdauer einer KWEA sowie die Qualität des ins Netz eingespeisten elektrischen Stroms?
- Welche Belastung der umgebenden Infrastruktur durch Vibrationen und potenzielle Gefährdung für Personen geht von KWEA im urbanen Raum aus und wie hoch ist das Gefährdungspotential?
- Welche KWEA-Technologie ist für die Anwendung in bebauter Umgebung geeignet?
- Wie erfolgt eine umfassende Standort-Bewertung für die Errichtung von KWEA in Siedlungsgebieten?

## Methodische Vorgehensweise

Zur Beantwortung dieser Fragen bzw. um darauf aufbauend den Einsatz von KWEA im urbanen Raum zu beurteilen, wurden unter anderem folgende Untersuchungen durchgeführt:

- Entwicklung und Validierung geeigneter Methoden zur Charakterisierung urbaner Standorte bzw. turbulenter Strömungsfelder (z. B. Windmessung, CFD Simulation, ...)

sowie Bewertung der damit verbundenen Auswirkungen auf die Performance (Ertrag, Lebensdauer, ...) von KWEA anhand ausgewählter Turbulenzeigenschaften

- Durchführung diverser Untersuchungen an mehreren KWEA im ländlichen und urbanen Raum im Zuge einer experimentellen Wirkungsanalyse und messtechnische Erfassung ausgewählter, relevanter Betriebsparameter (Leistung, Ertrag, Schwingung, Schall, ...)
- Analyse planungs- und sicherheitstechnischer Aspekte (z. B. Untersuchung des Gefährdungspotenzials) hinsichtlich der Anwendung von KWEA im urbanen Raum, unter anderem mittels experimenteller Untersuchung des Eisabfalls und -wurfes sowie Anwendung einer probabilistischen Sicherheitsanalyse zur Ermittlung der Risiken durch Brand

## **Ergebnisse, Schlussfolgerungen Ausblick**

Die folgenden Ergebnisse des vorliegenden Projekts stellen eine wesentliche Grundlage für die technische Beurteilung des Einsatzes von KWEA im urbanen Raum im Allgemeinen dar.

- Die Analyse des Betriebsverhaltens hat gezeigt, dass keine der im Projekt untersuchten KWEA aufgrund von Wartungen, Störungen, Defekten oder ähnlichen Zwischenfällen eine zufriedenstellende technische Verfügbarkeit größer 95 % erzielen konnte. Bei 2 von 3 KWEA kam es darüber hinaus vor Ablauf des Projekts zu schwerwiegenden Defekten mit hohem Gefährdungspotenzial.
- Die im Projekt gemessenen Leistungskennlinien zeigen, dass sich die nach Norm erstellten Leistungskennlinien teils stark von den Angaben der HerstellerInnen unterscheiden und das tatsächliche Leistungsverhalten der KWEA nur bedingt wiedergeben.
- Im Betrieb von KWEA können Masseunwuchten und unsymmetrische Rotorblattanströmungen, elektro-mechanische Wechselwirkungen sowie Böen unweigerlich zu Schwingungen der gesamten Anlage führen. Die Ergebnisse zeigen, dass Eigenformen des Gesamtsystems (Mast und Rotor), welche bei bestimmten Drehzahlen durch den Rotor angeregt werden, die primäre Ursache für erhöhte Vibrationen und Schwingungen sind.
- Die Untersuchungen haben gezeigt, dass das Windangebot durch erhöhte Turbulenz über Dach eines Gebäudes je nach Position stark variiert. Weiters wird der urbane Standort einer KWEA durch die umliegenden, insbesondere durch die in Hauptwindrichtung vorgelagerten Bebauungsstrukturen wesentlich beeinflusst.
- CFD Modelle sind gut geeignet, um diese Beeinflussungen zu prognostizieren beziehungsweise zu bewerten. Der Einsatz aufwändiger LES-Modellierung erbrachte für die untersuchten Fragestellungen keinen entscheidenden Mehrwert gegenüber einfacherer, stationärer Strömungsmodellierung.
- Die sicherheitstechnischen Untersuchungen zeigen, dass fallende Anlageteile sowie Eiswurf nicht zu unterschätzende Gefahrenquellen bei der urbanen Nutzung von KWEA darstellen. Diese gilt es durch geeignete Sicherheitsmaßnahmen zu reduzieren. Brand hingegen stellt ein deutlich geringeres Gefahrenpotential dar.

# Abstract

## Starting point/Motivation

Guaranteeing a sustainable robust and safe urban energy supply that does not depend on energy production from rural regions, requires the optimal exploitation of existing energetic resources in cities. Alongside photovoltaic systems, small wind turbines (SWT) represent one of the few feasible ways to generate electric energy in urban areas with a high building density and in urban areas, thus contributing to the EU building directive with the claim for “nearly zero energy” buildings. Due to high turbulent wind conditions especially in urban areas, small wind turbines face additional challenges – especially when it comes to installations on and near by buildings. The resulting complexity hinders the selection and evaluation of a potential site as well as the selection of a suitable small wind turbine. Furthermore, the interaction with its immediate surroundings holds several uncertainties in terms of planning and security of small wind turbines.

## Contents and Objectives

An interdisciplinary team of researchers lead by the UAS Technikum Wien addressed the following topics among others in the research project “urban wind energy” carried out in the energy research park Lichtenegg:

- How can strongly turbulent wind flows be characterized in complex urban areas? Which measurements and modelling approaches are suited for resource assessment for a small wind turbine at a specific urban site, taking the energy yield potential into account?
- How does a strongly turbulent wind flow affect the energy yield of a SWT as well as the quality of the supplied electric power. How is the lifetime of a SWT affected by high levels of turbulence?
- Which amount of stress does vibration of SWT cause for the ambient infrastructure? What potential hazards does vibration cause for people in the surroundings of the turbine?
- Which type of SWT is suited for applications in the built environment?
- How should a site assessment for SWT be performed in the built environment?

## Methods

In order to answer these questions and to evaluate the usage of SWT in the urban environment, the following assessments were performed:

- Development and validation of suitable methods for a characterization of urban sites and turbulent wind flow (e.g. wind measurement, CFD simulation, ...) as well as the assessment of the related influences on the performance (energy yield, lifetime, ...) of SWTs.

- Investigation of several SWTs on rural and urban sites in the course of an impact analysis and implementation of metrological registrations of selected and relevant operating parameters (power, yield, vibration, noise, ...)
- Analysis of planning and safety aspects (e.g. investigation of risk potential) with regard to the application of SWT in urban areas, including an experimental investigation of ice throw and ice fall as well as probabilistic safety assessment to evaluate the risk of fire

## **Results, conclusion and prospect**

The following results of the project represent significant fundamentals for the technical assessment of small wind turbines operating in urban areas:

- The analysis of the operation behavior revealed that no SWT investigated in the project had a technical availability greater than 95 % due to maintenance service, disruption, failures and other incidents. Two out of three SWTs had fatal failures with high risk potential before the official end of the project.
- The studies have shown that the wind resource over the roof of a building may vary a lot with increased turbulence. Besides that, obstructions and buildings in environment of a SWT, especially in the prevailing wind direction, influence the site substantially.
- CFD models are well suited to estimate and assess these interferences. During the investigation on the scientific problem, the use of complex LES models has not shown significant advantages over more simple stationary models.
- All power curves measured according to the standard in the course of the project deviated from the specifications of the manufacturer and were not able to fully reach the specified power output.
- During the operation of SWTs mass imbalances, aerodynamic imbalances, electro-mechanic interactions and gusts lead to vibration and oscillation of the plant. The results show that eigenmodes of the entire system (mast and rotor), which are excited by the rotor at specific rotational speeds are the main cause for alternated vibration and oscillation.
- Probabilistic safety assessments revealed that falling parts and thrown ice fragments are a safety risk of SWTs in urban areas that should not be underestimated. It is important to reduce this risk with appropriate safety measures. In contrast, fire constitutes a significant lower risk potential.

# 1 Einleitung

Eines der dominierenden Themen unserer Zeit ist die Nutzung von und Versorgung mit regenerativer Energie. Schwindende fossile Rohstoffreserven, die Abhängigkeit von Energieimporten und Klimakatastrophen sind einige von vielen Gründen für den derzeitigen Wandel des Energiesystems.

Im Osten Österreichs kann dank günstiger Windverhältnisse ein wesentlicher Teil der elektrischen Energie mit Windenergieanlagen erzeugt werden. Ende 2017 erzeugten 1.260 Windenergieanlagen mit insgesamt 2,84 GW Leistung nachhaltig Strom und deckten damit knapp 10 % des österreichischen Strombedarfs ab. Somit können über 1,9 Millionen Haushalte in Österreich mit Strom aus Windkraft versorgt werden (Biermayr et al, 2018). Laut einer aktuellen Studie der IG Windkraft (2018) beträgt das realisierbare Windkraftpotential für das Jahr 2030 ca. 7.500 MW an installierter Leistung mit einer jährlichen Stromproduktion von 22.500 GWh. Trotz guter meteorologischer Voraussetzungen, speziell im Osten Österreichs, ist der Bau von Großwindenergieanlagen nicht an jedem Ort möglich. Der durch das Raumordnungsgesetz vorgeschriebene Abstand von Großwindenergieanlagen zu Wohnbaugebiet, Verkehrswegen und Schutzzonen begrenzt die Fläche, auf welcher diese Anlagen errichtet werden können.

Speziell auf Flächen, welche für Großwindenergieanlagen wegen der oben angeführten Umstände nicht geeignet sind, stellen Kleinwindenergieanlagen (KWEA) eine gute Alternative dar. KWEA sind neben Photovoltaik eine der wenigen Möglichkeiten für Haushalte und kleine Gewerbebetriebe, elektrische Energie dezentral zu erzeugen. Zudem bieten KWEA in Verbindung mit Energiespeichern die Möglichkeit, als Inselnetz ausgeführt zu werden.

## Kleinwindkraft

Für den Begriff „Kleinwindkraft“ gibt es keine exakte Definition in der Fachliteratur. Laut IEC 61400-12-1 Anhang H werden Windkraftanlagen (WEA) als Kleinwindenergieanlagen (KWEA) bezeichnet, wenn die vom Rotor überstrichene Fläche kleiner als 200 m<sup>2</sup> ist (OVE/ON 2011) (AEE NÖ-Wien 2014).

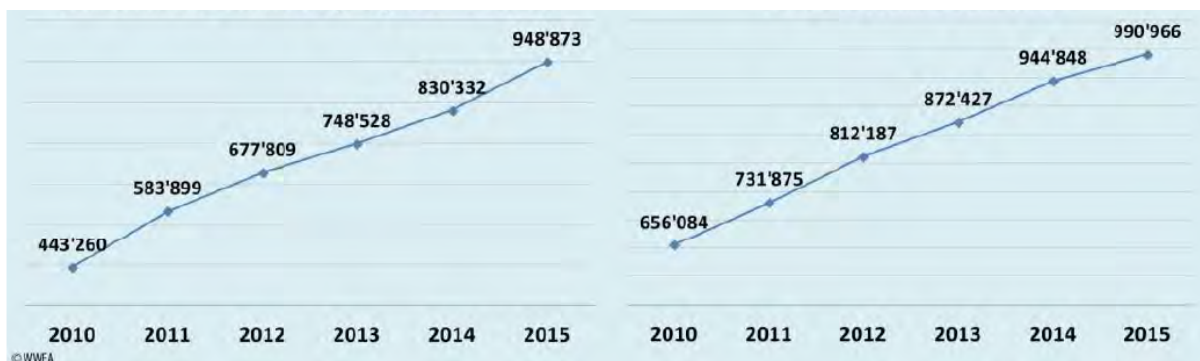


Abbildung 1: Installierte Gesamtleistung (links) sowie Anzahl (rechts) der weltweit in Betrieb befindlichen KWEA von 2010 bis 2015 (Pitteloud und Gsänger, 2017, S. 3)

Laut World Wind Energy Association (WWEA) waren Ende 2015 bereits knapp 991.000 KWEA weltweit installiert (ca. 948 MW Leistung), wobei davon knapp 56.000 KWEA bzw. 118 MW im



Jahr 2015 errichtet wurden. Im Vergleich zu den Vorjahren ergab dies eine prozentuelle Steigerung von 5 % bezogen auf die Anzahl der installierten Anlagen bzw. 14 % bezogen auf die installierte Leistung (Pitteloud und Gsänger, 2017).

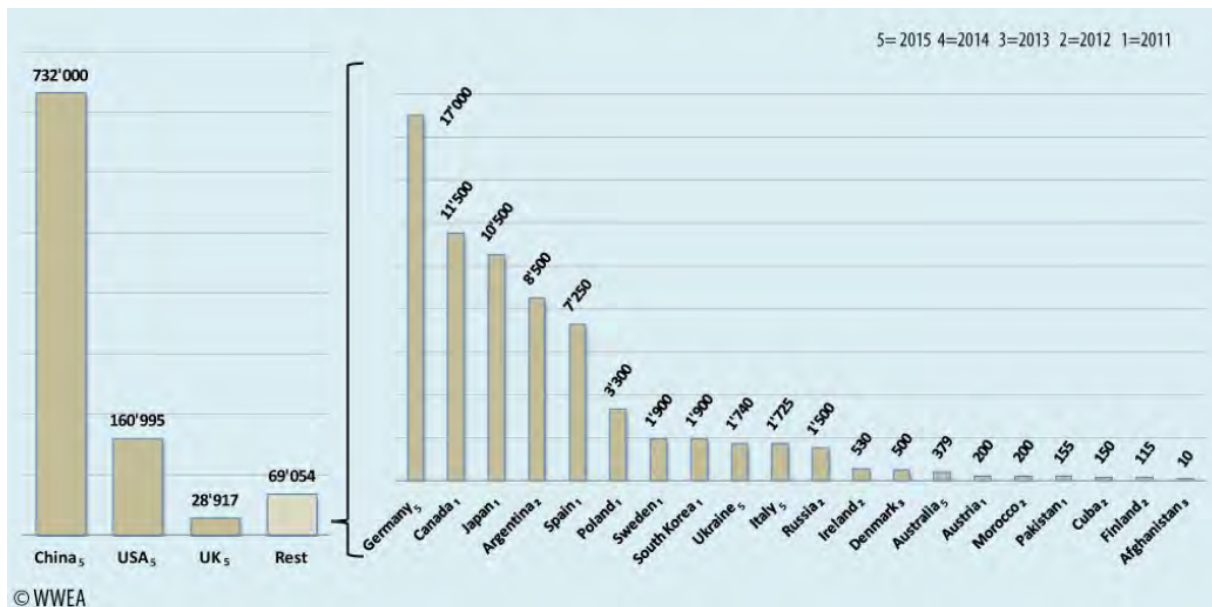


Abbildung 2: Anzahl der Ende 2015 weltweit in Betrieb befindlichen KWEA (Pitteloud und Gsänger, 2017, S. 4)

Die World Wind Energy Association erwartet binnen der nächsten Jahre ein Wachstum, das mit der Entwicklung der Photovoltaik in der jüngsten Vergangenheit vergleichbar sein wird. Speziell die dynamische Entwicklung der Märkte in China, den USA und Großbritannien in den letzten Jahren bestätigen diesen Trend (Pitteloud und Gsänger, 2017). Gemeinsam sind diese drei Länder für über 90 % der installierten KWEA bzw. über 80 % der weltweit installierten Kleinwindkraft-Leistung verantwortlich. Mit knapp 42 % der weltweit installierten Gesamtleistung nimmt China die Spitzenposition ein, gefolgt von der USA mit knapp 17 %.

Innerhalb der EU hat Kleinwindkraft in Großbritannien ihre größte Verbreitung: Insgesamt sind über 28.900 KWEA mit einer Gesamtleistung von über 146 MW installiert. Etwas über 2.500 Anlagen davon sind auf Gebäuden installiert, wobei mit 1.054 installierten Anlagen der Höhepunkt 2007 erreicht wurde. Hauptsächlicher Grund für diese Entwicklung war das sogenannte „*Low Carbon Buildings Programme Phase 1 (LCBP)*“, mit dem je Haushalt ein Zuschuss für kleine Energieerzeugungsanlagen – also auch für KWEA – gewährt wurde.

Kleinwindkraft in Österreich: Während die KWEA-Technologie in Ländern wie China, den USA und in Großbritannien bereits in großer Anzahl umgesetzt wurde, ist die Anzahl der in Österreich installierten Anlagen noch verhältnismäßig gering. Ende 2015 waren in Österreich insgesamt 327 KWEA mit einer Gesamtleistung von 1.533,1 kW in Betrieb, davon 128 KWEA mit einer Nennleistung bis 1 kW (39,14 %) sowie 181 KWEA mit einer Nennleistung bis 10 kW (55,35 %). Nur 18 KWEA weisen eine Nennleistung > 10 kW auf (5,5 %). Bezogen auf die Leistung entfallen 77,43 % auf KWEA mit einer Nennleistung zwischen 1 und 10 kW (1.187,1 kW), 19,06 % auf Anlagen mit einer Nennleistung > 10 kW (292,22 kW) und lediglich 3,51 % auf KWEA ≤ 1 kW (53,75 kW).

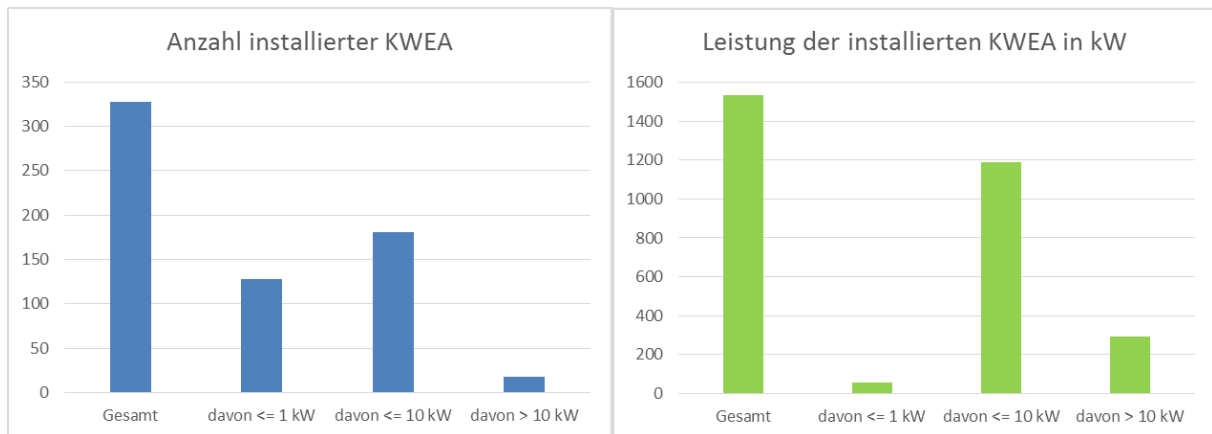


Abbildung 3: Anzahl sowie Gesamtleistung der in Österreich zum Stichtag 31.12.2015 in Betrieb befindlichen KWEA sowie deren Aufteilung auf die Leistungsklassen kleiner 1 kW, 1 kW bis 10 kW sowie größer 10 kW (Quelle: Leonhartsberger & Renz, 2016)

Abbildung 3 stellt sowohl die Anzahl der in Österreich installierten KWEA als auch die kumulierte Leistung der installierten KWEA zum Stichtag 31.12.2015 dar, sowie deren Aufteilung auf die Leistungsklassen kleiner 1 kW, 1 kW bis 10 kW sowie größer 10 kW. Die durchschnittliche Größe der in Österreich Ende 2015 installierten KWEA betrug 4,7 kW.

Im urbanen Raum bzw. in dicht besiedelten Gebieten wurden in Österreich bis dato nur wenige KWEA umgesetzt. In der Stadt Wien gibt es jeweils eine KWEA am Betriebsgelände der EBS Hauptkläranlage sowie am Kraftwerkspark Simmering der Wien Energie.

## 1.1 Aufgabenstellung

Die Kleinwindkraft stellt neben der Photovoltaik in besiedelten Gebieten eine der wenigen Möglichkeiten dar, die Ziele der neuen EU Gebäude richtlinie - mit der Forderung nach „nearly zero energy“ Gebäuden - zu erreichen. Aufgrund der geringeren Größe von KWEA im Vergleich zu konventionellen Großwindenergieanlagen, können auch Windpotentiale in bebauten Gebieten genutzt werden. Auf Grundstücken mit geringer Bebauungsdichte ist eine einfache und kostengünstige Montage am Boden sinnvoll. Städtische Gebiete ermöglichen aufgrund der dichten Bebauung größtenteils nur eine Dachmontage, welche oftmals die einzige Möglichkeit ist, um eine freie Windanströmung zu gewährleisten. (Twele 2013)

Der Einsatz von Kleinwindkraftanlagen (KWEA) bei stark turbulenten Windverhältnissen, wie sie in urbanen Gebieten oftmals vorherrschen, bringen jedoch zusätzliche Herausforderungen mit sich – speziell in dicht besiedelten Gebieten auf oder in unmittelbarer Nähe von Gebäuden. Aufgrund der damit verbundenen Komplexität gibt es vor allem bei der Auswahl und Bewertung eines potenziellen Standorts, der Wahl einer dafür geeigneten KWEA, sowie der möglichen Interaktion mit der Umgebung noch viele planungs- und sicherheitstechnische Unsicherheiten.

Es mangelt einerseits an innovativen Konzepten für (gebäudemontierte) Kleinwindenergieanlagen (KWEA), andererseits gibt es bei der Standortevaluierung und dem Einsatz von KWEA bei stark turbulenten Windverhältnissen, wie in urbanen Gebieten oftmals vorherrschend, noch viele planungs- und sicherheitstechnische Unsicherheiten. So ist die Wirkung turbulenter Strömungsbedingungen auf die Performance von KWEA nicht im Detail

bekannt. Außerdem liegen für den Einsatz von KWEA im urbanen Gebiet bis dato keine umfassenden wirkungs- und sicherheitstechnischen Analysen zur Beurteilung der Interaktion mit der Umgebung und des Gefährdungspotentials vor.

Daher beschäftigte sich ein interdisziplinäres ForscherInnenteam unter der Leitung des Technikum Wiens im Forschungsprojekt „Urbane Windenergie“ (FFG-Nummer 845184) unter anderem mit folgenden Fragestellungen:

- Wie können die Windverhältnisse bei stark turbulenten Strömungsbedingungen im städtischen Bereich charakterisiert werden? Welche Messungen und Modellansätze sind geeignet, um einen geplanten KWEA-Standort im städtischen Bereich hinsichtlich Leistungspotential der vorgesehenen Anlage zu beurteilen?
- Welchen Einfluss haben stark turbulente Windverhältnisse auf den Ertrag und die Lebensdauer einer KWEA sowie die Qualität des ins Netz eingespeisten elektrischen Stroms?
- Welche Belastung der umgebenden Infrastruktur durch Vibrationen und potenzielle Gefährdung für Personen geht von KWEA im urbanen Raum aus und wie hoch ist das Gefährdungspotential?
- Welche KWEA-Technologie ist für die Anwendung in bebauter Umgebung geeignet?
- Wie erfolgt eine umfassende Standort-Bewertung für die Errichtung von KWEA in Siedlungsgebieten?

## **1.2 Ausgangssituation und geplante Vorgehensweise**

Ziel des Projekts war es, die strömungs-, sicherheits- und energietechnischen Grundlagen für die fundierte Bewertung von KWEA in urbanen Gebieten zu schaffen. Dazu wurden im Projekt unter anderem die folgenden Untersuchungen durchgeführt:

- Entwicklung und Validierung geeigneter Methoden zur Charakterisierung urbaner Standorte bzw. turbulenter Strömungsfelder (z. B. Windmessung, CFD Simulation, ...) sowie Bewertung der damit verbundenen Auswirkungen auf die Performance (Ertrag, Lebensdauer, ...) von KWEA anhand ausgewählter Turbulenzeigenschaften
- Durchführung diverser Untersuchungen an mehreren KWEA im ländlichen und urbanen Raum im Zuge einer experimentellen Wirkungsanalyse und messtechnische Erfassung ausgewählter, relevanter Betriebsparameter (Leistung, Ertrag, Schwingung, Schall, ...)
- Analyse planungs- und sicherheitstechnischer Aspekte (z. B. Untersuchung des Gefährdungspotenzials) hinsichtlich der Anwendung von KWEA im urbanen Raum, unter anderem mittels experimenteller Untersuchung des Eisabfalls und -wurfes sowie Anwendung einer probabilistischen Sicherheitsanalyse zur Ermittlung der Risiken durch Brand

Als urbaner Standort wurde dafür die ENERGYbase, ein Bürogebäude im 21. Wiener Gemeindebezirk ausgewählt, da am Dach der ENERGYbase bereits im Jahr 2011 eine KWEA errichtet wurde. Bei der Anlage handelt es sich um einen Darrieus-Helix-Rotor mit vertikaler

Achse und einem Durchmesser von ca. 4,5 m sowie einer Höhe von 4 m, welcher in der Nähe der westlichen Dachkante aufgestellt wurde. Das verwendete Modell trägt die Bezeichnung CVT-50, hat eine Leistung von 5 kW und wurde von der Firma CleanVerTec hergestellt und montiert.



Abbildung 4: Bürogebäude ENERGYbase mit gebäudemontierter KWEA CVT-50 (Quelle: Fachhochschule Technikum Wien)

Als ländlicher Standort wurde der Energieforschungspark Lichtenegg ausgewählt, da dort in den letzten Jahren eine Mess- und Prüfinfrastruktur zur neutralen, herstellerunabhängigen Prüfung und Vermessung von KWEA geschaffen wurde. 10 Prüfstände stehen für diverse Messungen und Prüfungen (z. B. Langezeitevaluierung, Vibrations- und Schwingungsmessung, Power Quality, ...) zur Verfügung. Weiters bieten ein eigener Leistungskennlinienmast in unmittelbarer Nähe des Windmessmasts sowie ein Schallmessmast etwa 400 östlich des Energieforschungsparks die Möglichkeit, Leistungskennlinien- und Schallmessungen in Anlehnung an die jeweilige Norm durchzuführen. Darüber hinaus herrschen an diesem Standort über das Jahr konstante Windverhältnisse mit einer für Österreich überdurchschnittlich hohen mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von über 5 m/s (in 17 m Höhe) sowie einer überdurchschnittlich hohen Turbulenzintensität (TI), wodurch sich der Standort optimal zur Prüfung und Vermessung von Kleinwindkraftanlagen eignet.



Abbildung 5: Impressionen Energieforschungspark Lichtenegg (Eigene Darstellung)

Geplant war, im Projekt zwei unterschiedliche KWEA - die bereits auf der ENERGYbase montierte KWEA CVT50 (Vertikalläufer) und die als Horizontalläufer ausgeführte KWEA Windspot 1,5 - sowohl im Energieforschungspark Lichtenegg als auch auf der ENERGYbase zu betreiben und zu vermessen. Der Betrieb der CVT Anlage musste jedoch bereits kurz vor Projektstart aufgrund nicht behebbarer, technischer Defekte eingestellt werden. Die Anlage wurde in der Folge demontiert und noch vor Projektstart durch einen nahezu baugleichen Darrieus-Helix-Rotor Amperius VK250 der Firma KD Stahl- und Maschinenbau GmbH ersetzt.

### 1.2.1 Änderungen im Projektverlauf:

Obwohl für das Projekt ausschließlich marktreife und erprobte KWEA ausgewählt wurden, traten im Projektverlauf folgende Defekte auf:

Schaden KWEA Windspot: Am 4. Februar 2016 brach während eines Sturms der Adapter (Zwischenstück zwischen Mast und Rotor) der KWEA Windspot. Wie auf den folgenden Bildern ersichtlich, wurde die KWEA dabei vollständig zerstört. Der Grund für den Zwischenfall kann nicht exakt bestimmt werden, vermutet wird jedoch eine Materialermüdung im Adapter in Zusammenspiel einer extrem hohen Windlast (ca. 21 m/s, 43 % TI) und einer Vereisung der Pitchverstellung der Rotorblätter.



Abbildung 6: Totalschaden der KWEA Windspot am 4. Februar 2016 (Quelle: Eigene Darstellung)

Da der Hersteller der Anlage zu diesem Zeitpunkt nicht mehr am Markt vertreten war, musste die Windspot-Anlage gegen eine andere KWEA getauscht werden. Als Ersatz für die defekte Windspot wurde die KWEA SW5 (3-Blatt-Horizontalläufer, Nennleistung 5 kW) des niederösterreichischen Herstellers Schachner Kleinwind GmbH ausgewählt, da die Anlage bereits seit mehreren Jahren erfolgreich und ohne Zwischenfälle im Energieforschungspark Lichtenegg betrieben wurde.



Abbildung 7: Totalschaden der KWEA Amperius VK250 Anfang März 2016 (Quelle: Eigene Darstellung)

Schaden KWEA VK250: Anfang März 2016 brach im Energieforschungspark Lichtenegg eine Strebe der VK250, wodurch in der Folge das gesamte Rotorblatt inkl. Verstrebungen abbrach. Nach eingehender Analyse des Herstellers wurde der Schaden zwar behoben, nach einer mehrmonatigen Testphase wurde jedoch gemeinsam mit dem Hersteller der Entschluss getroffen, die KWEA aus sicherheitstechnischen Gründen nicht auf der ENERGYbase an einem hochfrequentierten Standort zu montieren.

Aufgrund der aufgetretenen Defekte bei beiden KWEA und der damit verbundenen sicherheitstechnischen Bedenken sowie aufgrund des zu diesem Zeitpunkt bereits weit fortgeschrittenen Projektverlaufs und in Anbetracht der Auflagen im Genehmigungsverfahren und der erhöhten statischen Anforderungen durch den erzwungenen Wechsel der beiden KWEA musste letztendlich auf eine Montage auf der ENERGYbase verzichtet werden. Um die geplanten Untersuchungen dennoch im urbanen Gebiet durchführen zu können, wurde mit dem Kraftwerkspark Simmering ein alternativer Standort in Wien erschlossen, da dort zu diesem Zeitpunkt eine freistehende KWEA der Firma Schachner (Typ SW5) errichtet wurde und der Betrieb einer KWEA aus genehmigungs- und sicherheitstechnischen Gründen vertretbar war. Eine detaillierte Beschreibung dieses Standortes erfolgt in Kapitel 3.1. Darüber hinaus wurden ausgewählte Messungen an bestehenden gebäudemontierten KWEA in Österreich durchgeführt.

## 2 Stand der Technik

In Potentialstudien, die bereits für mehrere englische Städte durchgeführt wurden, geht man insgesamt von einem großen Potential für KWEA aus. So beträgt z. B. das Potential für KWEA in der nordenglische Stadt Leeds 2.000 bis 9.500 Anlagen (Millward-Hopkins et al 2013).

Sowohl national als auch international gab es in den letzten Jahren einige Forschungsprojekte und Studien, die sich ebenfalls mit dem Thema Kleinwindkraft und im speziellen mit der urbanen Kleinwindkraft beschäftigt haben z. B. Smith et al. (2012) oder Mertens (2006). Eines der bekanntesten Projekte im diesem Themenfeld ist das Forschungsprojekt „Nutzung von kleinen Windkraftanlagen auf Gebäuden in städtischen Gebieten am Beispiel Berlins“, das unter der Leitung der HTW Berlin durchgeführt wurde. Im Rahmen dieses Projekts hat sich das Projektkonsortium mit den Potenzialen sowie den Herausforderungen, die der Einsatz von KWEA in der Stadt mit sich bringt, befasst (Twele 2013).

Auch die ExpertInnen im IEA Wind Task 27 beschäftigen sich mit KWEA in Gebieten mit hohen Turbulenzintensitäten. Im Rahmen dieser internationalen Arbeitsgruppe wurden in den letzten Jahren unter anderem ein Anforderungskatalog für die vereinfachte Prüfung bzw. Zertifizierung von freistehenden KWEA sowie ein einfach verständliches Gütesiegel für EndkundInnen entwickelt. Österreich wird dort durch Kurt Leonhartsberger und Mauro Peppoloni von der FH Technikum Wien vertreten. Durch die Mitarbeit der FH Technikum Wien wurden die Fragestellungen des geplanten Projekts in Abstimmung mit den ExpertInnen des Task 27 entwickelt. Die Ergebnisse des geplanten Projekts stellen daher einen wichtigen Beitrag zu den Arbeiten des IEA Wind Task 27 dar.

### 2.1 Windpotential und Strömungsbedingungen im urbanen Raum

Die lokalen Windbedingungen werden durch Gebäude und andere Hindernisse abgelenkt, abgebremst oder bei kanalisierter Strömung beschleunigt und unterliegen im urbanen Raum häufig großen Schwankungen in Raum und der Zeit. Die mittlere Windgeschwindigkeit wird dabei durch kurzzeitige Windgeschwindigkeitsschwankungen (Turbulenzen) im Bereich von einigen bis einigen zehn Sekunden überlagert. Windböen andererseits stellen einzelne, extreme Ereignisse mit hohen Windgeschwindigkeitsspitzen dar (Hau 1996). An einem Standort mit komplexer Oberflächenstruktur (Bebauung, Bewuchs und Geländeform) ist ein großer turbulenter Strömungsanteil zu erwarten. Wichtige statistische Kenngröße zur quantitativen Beschreibung ist die Turbulenzintensität (TI), die das Verhältnis der Standardabweichung der Windgeschwindigkeit zur mittleren Windgeschwindigkeit beschreibt.

Die Abweichungen der Windgeschwindigkeit im städtischen Bereich von den Verhältnissen im Freiland sind im Einzelfall stark von den lokalen Gegebenheiten am Standort abhängig und variieren je nach Windrichtung entsprechend der windaufwärts liegenden Bebauungsstruktur. Dicht bebaute Gebiete mit Gebäuden gleicher Höhe und flachen Dächern können für die Strömung eine „glatte“ Oberfläche mit verhältnismäßig geringer Turbulenzintensität darstellen.

Rupert und Bolz (2011) gehen auf Basis einfacher Überlegungen davon aus, dass im Wiener Stadtgebiet das Windpotential für KWEA nicht allzu groß sei. Der Windpotentialkataster der

Stadt Wien zeigt jedoch, dass in der typischen Einsatzhöhe für KWEA (10 m über mittlerem Dachniveau) in großen Teilen des Stadtgebiets ein mittleres Windenergiepotential mit 2,5 m/s bis 4 m/s gegeben ist. Im Bereich des Wiener Waldes sowie stellenweise entlang der Donau ist auch im Stadtgebiet in 10 m Höhe über Dachniveau ein hohes Windenergiepotential mit mehr als 4 m/s Windgeschwindigkeit im Jahresmittel zu erwarten. Wie im gegenständlichen Projekt gezeigt werden konnte, stimmen diese Modellergebnisse mit den mittleren Windgeschwindigkeiten aus mehrjährigen Windmessungen über Dach von Stationen des meteorologischen Messnetzes der ZAMG sowie des Luftgütemessnetzes der Stadt Wien gut überein. Dieses Windangebot ermöglicht daher stellenweise auch im Wiener Stadtgebiet eine hohe Leistungsdichte, wie anhand der dunklen Flächen in Abbildung 8 ersichtlich ist.

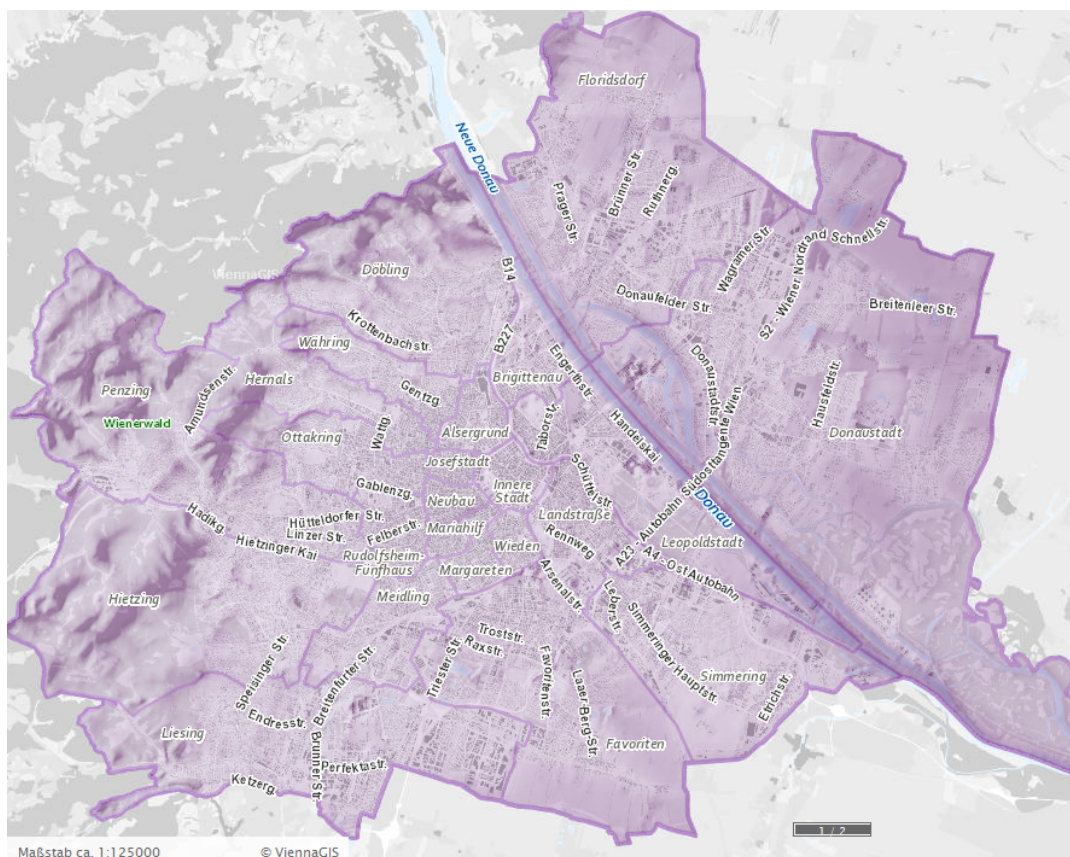


Abbildung 8: Leistungsdichte laut Windpotentialkataster der Stadt Wien (<https://www.wien.gv.at/umweltgut/public/>)

Für die Beurteilung der Eignung eines Standortes ist bei stark turbulenten Windbedingungen die mittlere Windgeschwindigkeit jedoch nicht ausreichend. Gemessene Turbulenzintensitäten auf Dächern erreichen Werte von bis zu 43 % im Vergleich zu 10 % auf nahezu idealen Freiflächenstandorten (Carpman, 2011). Die zur Verfügung stehende Windenergie kann je nach Turbulenzintensität bis zu 20 % schwanken (Cochran, 2002). Bisher durchgeführte Potentialanalysen für europäische Städte zeigten, dass aus diesen Gründen ermittelte Potentiale für KWEA meist große Unsicherheiten aufweisen.

Zur Charakterisierung des komplexen Strömungsfeldes in bebauter Umgebung sind punktuelle Messungen nicht ausreichend. Numerische Strömungssimulationen (*Computational Fluid Dynamics* - CFD) ermöglichen die Berechnung der lokalen Luftströmungsverhältnisse um die Gebäudestruktur unter Verwendung gemessener meteorologischer Parameter (Windprofil,



eventuell atmosphärische Stabilität) an einem Referenzstandort. Empfehlungen hinsichtlich der Anwendung von CFD-Modellen im städtischen Bereich wurden von der EU COST-Aktion 732 erarbeitet (Franke et al., 2007). Einflussparameter auf das lokale Strömungsfeld um ein Gebäude sind die Gebäudeform selbst sowie der Abstand und die Form von Nachbargebäuden. Ein internationaler Standard hinsichtlich der Qualitätssicherung und Verbesserung mikroskaliger meteorologischer Modelle im städtischen Raum wurde von Britter und Schatzmann (2007) vorgeschlagen.

## **2.2 KWEA-Technologien für urbane Gebiete und deren (Aus)Wirkungen**

Grundsätzlich unterscheidet man bei KWEA zwischen Anlagen mit vertikaler Drehachse (Vertikalläufer, kurz VAWT) und Anlagen mit horizontaler Drehachse (Horizontalläufer, kurz HAWT). Nicht nur im Bereich der Großwindkraft, sondern auch im Bereich der Kleinwindkraft sind Anlagen mit horizontaler Drehachse die dominierende Bauform. Bei Horizontalläufern handelt es sich in der Regel meist um Auftriebsläufer, bei Vertikalläufern unterscheidet man zwischen Auftriebsläufer und Widerstandsläufer. Auftriebsläufer nutzen dabei den aerodynamischen Auftrieb, Widerstandsläufer arbeiten hingegen nach dem Widerstandprinzip.

Vertikalläufer haben den Vorteil, dass sie windrichtungsunabhängig funktionieren, sprich den Wind unabhängig von seiner Richtung direkt nutzen können. Horizontalläufer hingegen müssen entweder mittels einer Nachführautomatik oder einer Windfahne gezielt nachgeführt. Da eine Windrichtungsnachführung bei einer Vertikalachsanlage nicht notwendig ist, kann die Energie selbst bei schneller und häufiger Änderung der Anströmungsrichtung genutzt werden. Zudem sind vertikale Anlagen meist unempfindlicher gegenüber vertikaler Schräganströmung. Vertikalachsanlagen eignen sich jedoch nicht nur aus diesem Grund für Standorte mit turbulenten Strömungsbedingungen, denn durch die meist geringe Blattspitzengeschwindigkeit sind die Schallemissionen bei Vertikalläufern in der Regel gering und erfordern vergleichsweise geringe Abstände zu kritischen Immissionsorten. Diese Bauform zieht allerdings auch Nachteile mit sich. So sind die Anlagen oft schwerer als Horizontalachsanlagen mit gleicher Leistung. Dies führt in der Regel auch zu höheren Preisen. In puncto Effizienz haben die Vertikalachsanlagen ebenfalls geringere Kennwerte als KWEA mit horizontalem Rotor. Das heißt, sie können bei gleicher überstrichener Rotorfläche weniger kinetische Energie in elektrische Energie umwandeln.

Die Vorteile der KWEA mit horizontalem Rotor liegen in der hohen Effizienz und der zum Teil kompakten Bauweise. Im Allgemeinen kann eine Horizontalachsanlage bei gleicher Rotorfläche mehr Energie umwandeln als die meisten anderen Bauformen. Dabei sind sie in der Regel kompakt und im Vergleich zu Vertikalachsanlagen verhältnismäßig leicht. Da KWEA mit einer horizontalen Achse eine Windnachführung benötigen, sind sie empfindlich gegenüber schnell wechselnden Windrichtungen. An Standorten mit starker Bebauung der Umgebung oder anderer Hindernisse kann dies zu geringerem Energieertrag und höherer Belastung für

die Anlage führen. Ein weiterer Nachteil, insbesondere für die Anwendung in der Stadt, stellen die Schallemissionen der Anlagen dar (Smith et al 2013).

Neben einer Beeinflussung der Performance der KWEA verursachen Turbulenzen eine ungleichmäßige aerodynamische Belastung der KWEA und es resultieren daraus wechselnde Lasten für das Material der KWEA. KWEA sind damit im Betriebszustand unterschiedlichen Belastungen ausgesetzt, die die Lebensdauer der Anlagen, vor allem durch diese wechselnden (instationären) Belastungen reduzieren können. Bei den einwirkenden Kräften handelt es sich grundsätzlich um turbulenzinduzierte Windkräfte sowie systemimmanente aerodynamische Belastungen. Im Betrieb können Schwingungen auf das Gesamtsystem bzw. auf das Gebäude übertragen werden. Die anregenden Frequenzen und die dadurch wirkenden Kräfte sind stark von der Bauform und Größe der KWEA abhängig und umfassen ein breites Spektrum über den gesamten Betriebsbereich.

Windkraftanlagen mit horizontaler Antriebsachse wurden durch ihre technischen und kommerziellen Vorteile im siedlungsfernen Freiflächenbetrieb sehr früh zur dominierenden Bauform der Windenergienutzung. Dies hatte zur Folge, dass sich die technische Entwicklung in der Windenergie auf dieses Baukonzept konzentrierte und davon abweichende Konzepte in ihrer Entwicklungsreife deutlich ins Hintertreffen gerieten, auch wenn sie für abweichende Betriebssituationen zumindest in der Theorie bessere konzeptionelle Eigenschaften aufweisen. Diverse Publikationen bestätigen, dass beispielsweise im vertikalen Darrieus-Rotor erhebliches Entwicklungspotential insbesondere für Einsatzareale mit hohen Windturbulenzen vorliegt und die strömungstechnischen und leistungsrelevanten Betriebseigenschaften noch nicht restlos verstanden werden.

In Österreich wurde im Rahmen des Forschungsprojekts „**Kleinwindkraftanlagen**“ (FFG-Nr. 829731) gezeigt, dass nicht alle am Markt erhältlichen KWEA die Anforderungen an Qualität, Betriebssicherheit und Leistungsfähigkeit erfüllen. Dazu wurden 13 Kleinwindkraftanlagen im Energieforschungspark Lichtenegg hinsichtlich Qualität, Betriebssicherheit und Leistungsfähigkeit getestet und untersucht. Aufbauend auf den Projektergebnissen wurde ein Leitfaden für die Planung und Umsetzung von KWEA für zukünftige BetreiberInnen und Interessierte erarbeitet und veröffentlicht (Warmuth et al 2014).

### **2.3 Sicherheitstechnische Betrachtungen urbaner KWEA**

Für Kleinwindenergieanlagen liegen derzeit weder sicherheitstechnische Analysen zur Untersuchung des Gefährdungspotentials vor, noch wurden bis dato technische Maßnahmen zur Reduktion des Risikos umgesetzt. Einige wenige Studien haben sich bereits mit diversen Fehlerquellen auseinandergesetzt, so beispielsweise die Studie Kühns (2007) in welcher 253 KWEA von 16 verschiedenen Herstellern innerhalb Deutschlands zwischen 1989 und 2007 betrachtet wurden.

Sicherheitsbetrachtungen zu Eisfall und Eiswurf existieren bereits für Großwindkraftanlagen. Die Gefährdung durch Eiswurf wird bei Großwindkraftanlagen in Österreich äußerst ernst

genommen, da Flugweiten von mehreren hundert Metern wahrscheinlich sind<sup>1</sup>. Mithilfe geeigneter Sensorik werden die Anlagen bei Eisansatz abgeschaltet, wodurch die Möglichkeit des Eiswurfes effektiv verhindert wird (Homola et al, 2006), es kommt zu Eisabfall.

Das Gefährdungspotential hinsichtlich Kleinwindkraft ist durch die reduzierte Höhe und Umdrehungszahl zwar herabgesetzt, jedoch durch die Bedingungen des urbanen Raumes (Nähe zu Straßen und Wegen, hohe Anzahl Fußgänger auch bei Schlechtwetter) durchaus relevant. Aktuell werden KWEA jedoch meist gänzlich ohne entsprechende Technologie zur Vermeidung von Eiswurf installiert. Anti-Freeze-Folien zur Reduktion der Vereisung werden von mehreren Herstellern als kostengünstiger Ansatz verfolgt. Diese sind prinzipiell sehr vielversprechend, jedoch wurden bisher keine Untersuchungen zur Langzeitstabilität der eisabweisenden Eigenschaften der Folien durchgeführt.

---

<sup>1</sup> Vgl. VGH-Urteil vom 28.01.2009 / GZ. 2008/05/0166

## 3 Rahmenbedingungen

### 3.1 Kleinwindkraftanlagen

Im Projekt wurden drei KWEA mit verschiedenen Rotorkonzepten getestet und geprüft. Die folgenden Tabellen zeigen die Anlagenparameter und die vom Hersteller angegebene Leistungskennlinie sowie - wenn vorhanden - die in Lichtenegg gemessene Leistungskennlinie.

#### 3.1.1 Schachner SW05

Tabelle 1 - Daten Schachner SW05

<b>Firma</b>	Schachner Wind GmbH	
<b>Name</b>	Schachner SW05	
<b>Läufer/Achslage</b>	Lee / Horizontal	
<b>Drehzahl</b>	0 bis 240	U/min
<b>Rotordurchmesser</b>	5,6	m
<b>Rotorfläche</b>	24,6	m <sup>2</sup>
<b>Rotorblätter</b>	3	-
<b>Ein-/Ausschaltgeschwindigkeit</b>	4,5 / 36	m/s
<b>Gewicht</b>	340	kg
<b>Generator</b>	Permanentmagnet	

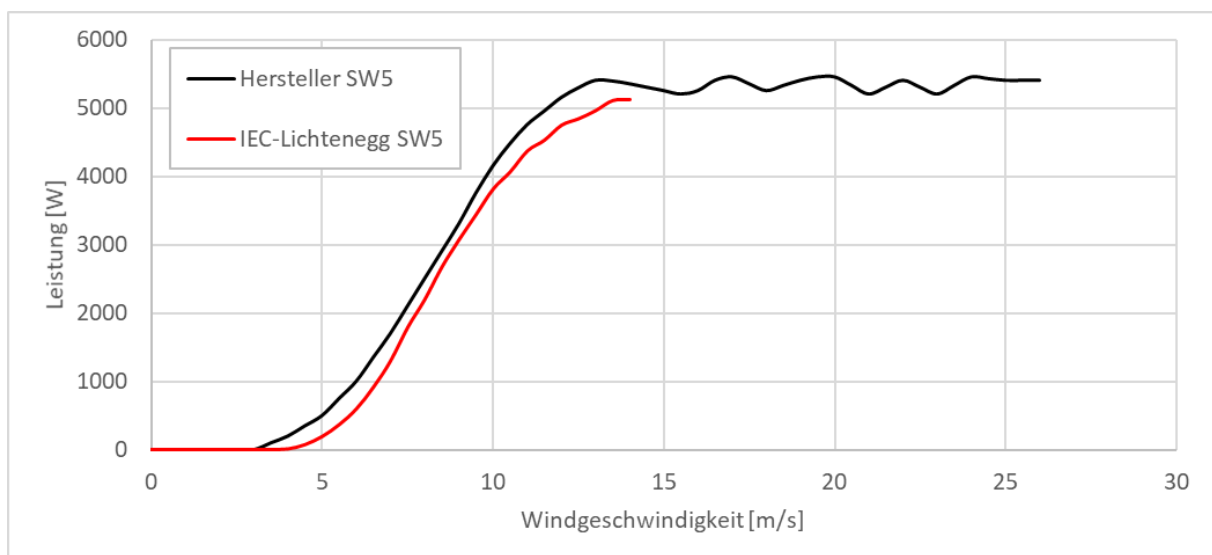


Abbildung 9: Leistungskennlinie Schachner SW05

### 3.1.2 Amperius VK250

Tabelle 2 - Daten Amperius VK250

<b>Firma</b>	KD Stahl- und Maschinenbau GmbH	
<b>Name</b>	Amperius VK250	
<b>Läufer/Achslage</b>	Darrieus-Helix / Vertikal	
<b>Drehzahl</b>	0 bis 150	U/min
<b>Rotordurchmesser</b>	4,50 x 5,46	m
<b>Rotorfläche</b>	22	m <sup>2</sup>
<b>Rotorblätter</b>	3	-
<b>Ein-/ Ausschaltgeschwindigkeit</b>	2,5 bis 14	m/s
<b>Gewicht</b>	880	kg
<b>Generator</b>	Permanentmagnet	

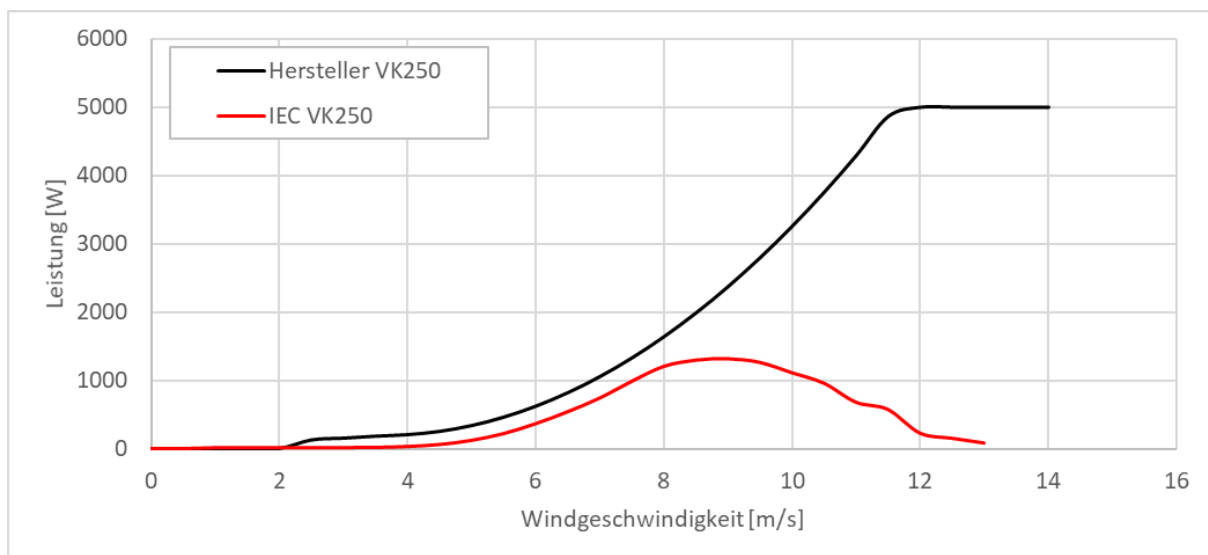


Abbildung 10: Leistungskennlinie VK250

### 3.1.3 Windspot 1.5

Tabelle 3 - Daten Windspot 1.5

<b>Firma</b>	Sonkyo Energy	
<b>Name</b>	Windspot 1,5 kW	
<b>Läufer/Achslage</b>	Luv / Horizontal	
<b>Drehzahl</b>	0 bis 250	U/min
<b>Rotordurchmesser</b>	4,05	m
<b>Rotorfläche</b>	12,9	m <sup>2</sup>
<b>Rotorblätter</b>	3	-
<b>Ein-/ Ausschaltgeschwindigkeit</b>	3 / 30	m/s
<b>Gewicht</b>	165	kg
<b>Generator</b>	Permanentmagnet	

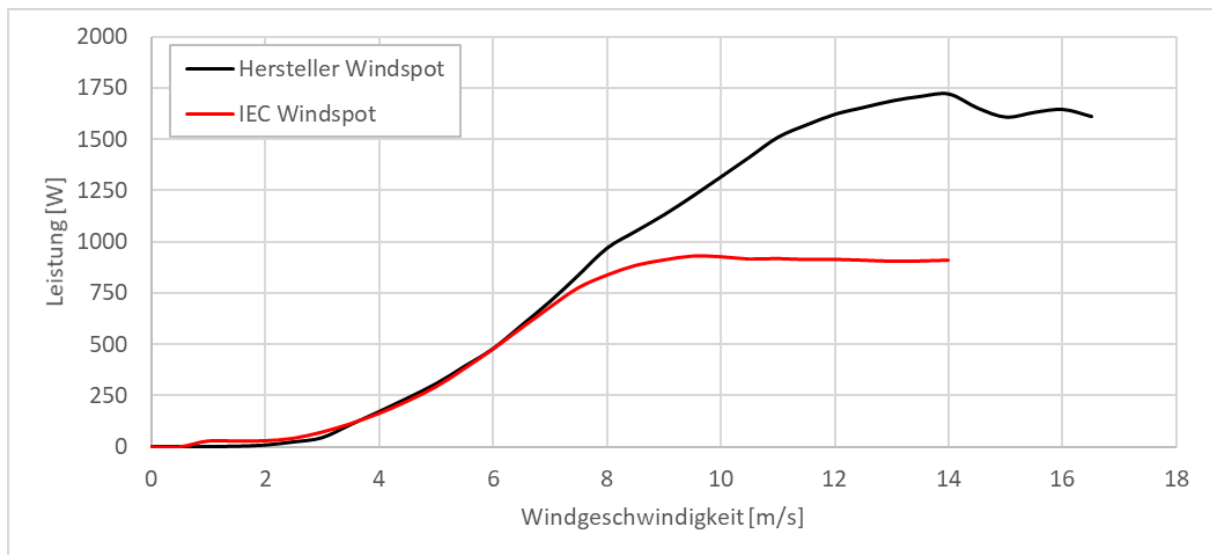


Abbildung 11: Leistungskennlinie Windspot 1.5

## 3.2 Standorte

### 3.2.1 Energieforschungspark Lichtenegg

Der Energieforschungspark Lichtenegg ist eine unabhängige Mess- und Prüfeinrichtung für Kleinwindkraftanlagen, die im Zuge des vom Klima- und Energiefonds geförderten Forschungsprojekts „Kleinwindkraftanlagen - Qualitätssicherung, Netzeinbindung, Geschäftsmodelle und Information“ (FFG-Nummer 829731) im Jahr 2011 initiiert wurde. Seit 2014 wird der Energieforschungspark von einer Arbeitsgruppe bestehend aus der EVN AG, der FH Technikum Wien, Solvento und der Energiewerkstatt betrieben.



Abbildung 12: Impressionen Energieforschungspark Lichtenegg (Quelle: Eigene Darstellung)

An diesem Standort herrschen über das Jahr konstante Windverhältnisse mit einer für Österreich überdurchschnittlich hohen mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von über 5 m/s (in 17 m Höhe) sowie einer überdurchschnittlich hohen Turbulenzintensität, wodurch sich der Standort ideal zur Prüfung und Vermessung von Kleinwindkraftanlagen eignet. Deutlich wird dies auch bei Betrachtung der Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit sowie der Windrose für den Standort Lichtenegg in Abbildung 18.

Die folgenden Panoramafotos zeigen das Umfeld des Energieforschungsparks Lichtenegg und einen Ausschnitt der „Buckligen Welt“ in Niederösterreich. Die Aufnahmen wurden vom Fuß des Windmessmasts aus fotografiert.



Abbildung 13: Panoramabild Lichtenegg Richtung Norden (Quelle: Eigene Darstellung)



Abbildung 14: Panoramabild Lichtenegg Richtung Osten (Quelle: Eigene Darstellung)



Abbildung 15: Panoramabild Lichtenegg Richtung Süden (Quelle: Eigene Darstellung)



Abbildung 16: Panoramabild Lichtenegg Richtung Westen (Quelle: Eigene Darstellung)

### 3.2.1.1 Infrastruktur

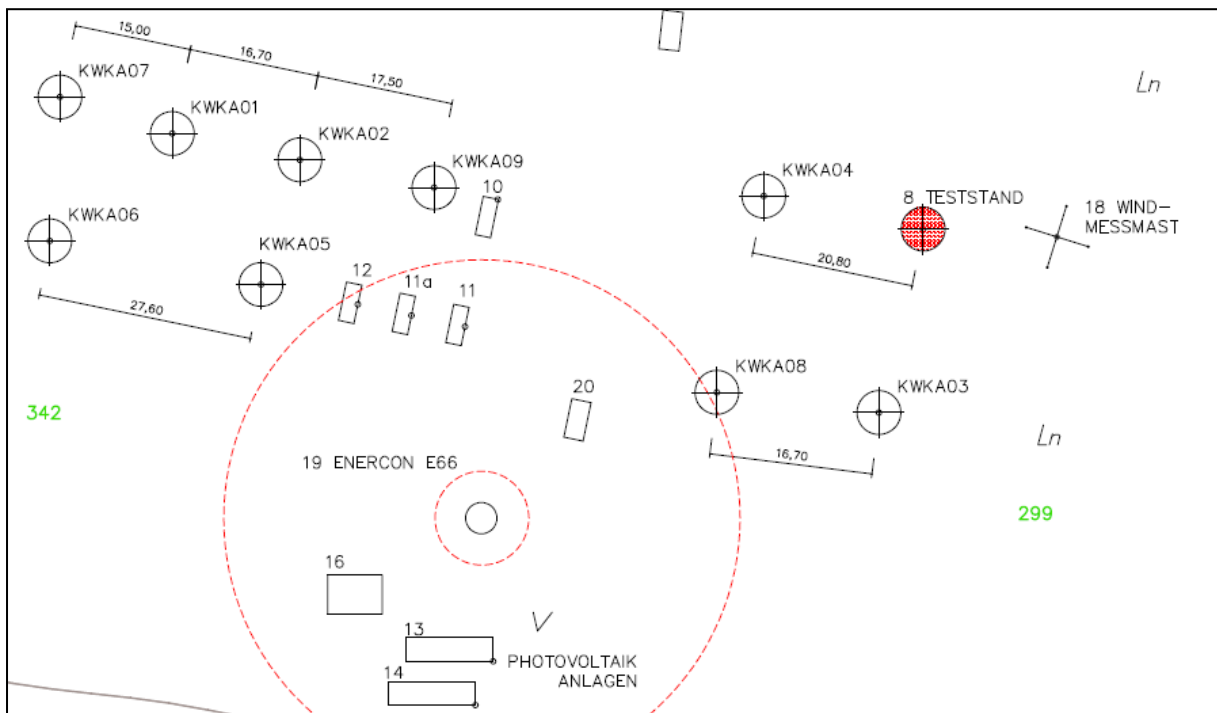


Abbildung 17: Übersicht Energieforschungspark Lichtenegg (Quelle: Eigene Darstellung)



In den letzten Jahren wurde im Energieforschungspark Lichtenegg eine Mess- und Prüfinfrastruktur zur neutralen, herstellerunabhängigen Prüfung und Vermessung von Kleinwindkraftanlagen geschaffen. 10 Prüfstände stehen für diverse Messungen und Prüfungen (z. B. Langezeitevaluierung, Vibrations- und Schwingungsmessung, Power Quality etc.) zur Verfügung (siehe Abbildung 17). Weiters bieten ein eigener Leistungskennlinienmast (siehe Abbildung 17 in rot) in unmittelbarer Nähe des Windmessmasts sowie ein Schallmessmast etwa 400 m östlich des Energieforschungsparks die Möglichkeit, Leistungskennlinien- und Schallmessungen in Anlehnung an die jeweilige Norm durchzuführen.

Neben den angebotenen Mess- und Prüfdienstleistungen werden im Energieforschungspark Lichtenegg darüber hinaus regelmäßig kostenlose, öffentliche Führungen veranstaltet, um der interessierten Öffentlichkeit einen Einblick in das Thema Kleinwindkraft zu ermöglichen.

### 3.2.1.2 Meteorologische Bedingungen

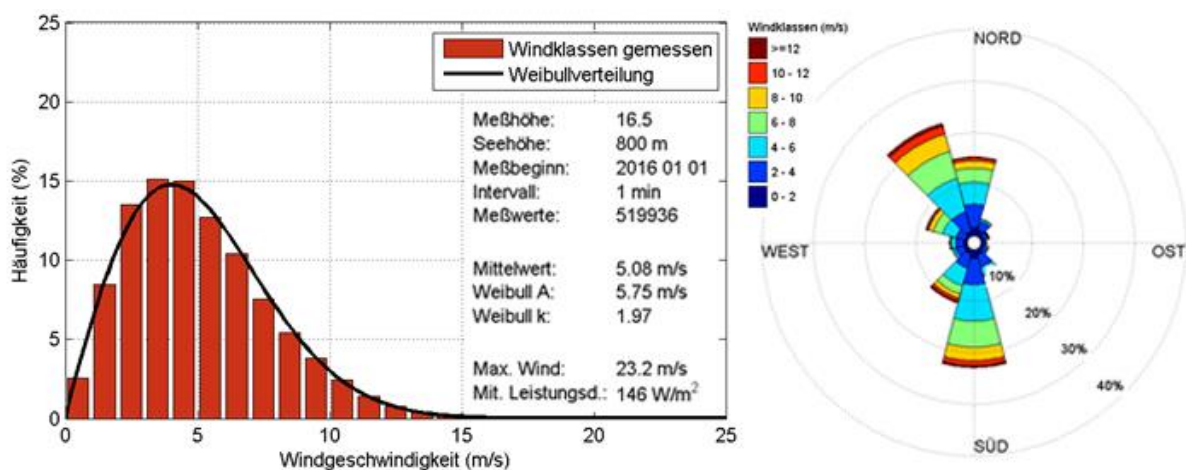


Abbildung 18: Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit (Quelle: Eigene Darstellung)

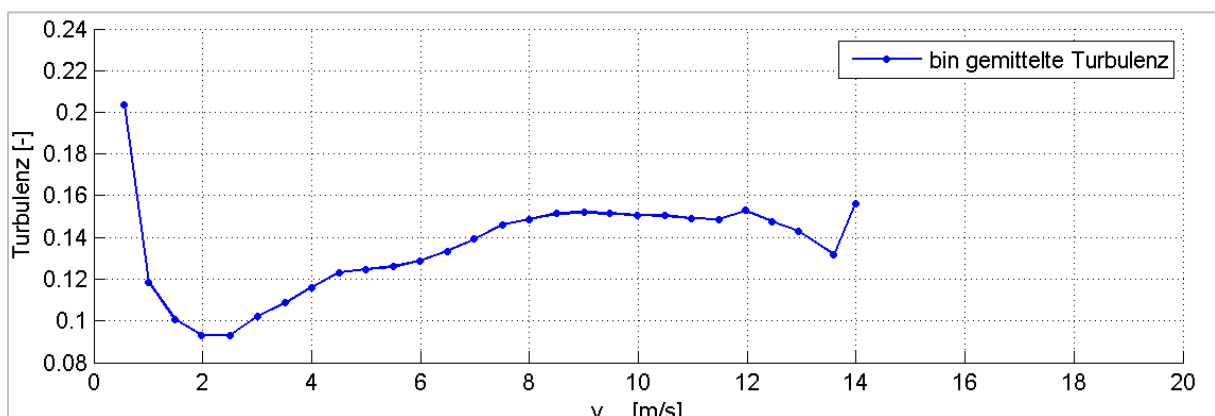


Abbildung 19: Turbulenzintensität in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit (Quelle: Eigene Darstellung)

### 3.2.2 Kraftwerkspark Simmering

Der Kraftwerkspark Simmering ist ein industriell geprägtes Gelände nahe der Autobahn A4 im 11. Bezirk von Wien und ist ein nicht öffentlich zugängliches Grundstück. Der Eigentümer des

Grundstücks mit einer Gesamtfläche von 300.000 m<sup>2</sup> ist die Wien Energie GmbH, welche den Standort für den Betrieb der KWEA Schachner SW05 zur Verfügung gestellt hat.

Der Standort ist als urbanes/industrielles Gebiet einzustufen, in welchem sich mehrere Gebäude sowie weitere Hindernisse befinden, welche die KWEA beeinflussen. Das Areal befindet sich 158 m über dem Meeresspiegel und ist laut Flächenwidmungsplan der Stadt Wien als Industriegebiet gekennzeichnet (Stadt Wien 2018).

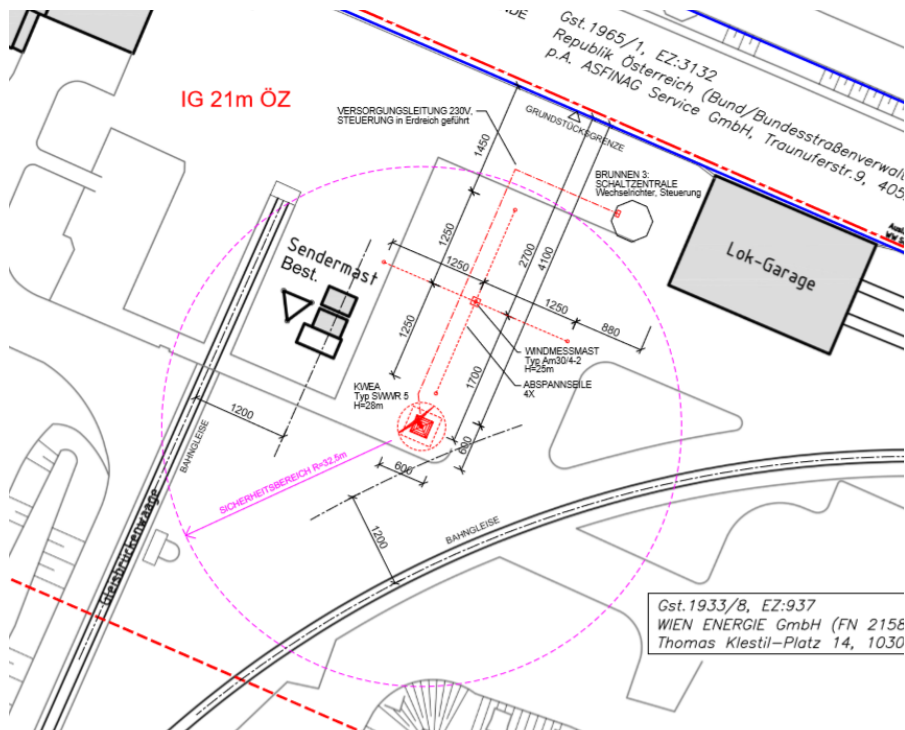


Abbildung 20: Ausschnitt Einreichplan (Quelle: Eigene Darstellung)

Die folgenden Abbildungen zeigen das Umfeld der KWEA am Kraftwerkspark Simmering. Die Panoramabilder wurden vom Fundament der KWEA aus aufgenommen. Abbildung 21 zeigt das Gelände Richtung Norden wo sich der Messmast, die Autobahn und eine Betriebshalle befinden.



Abbildung 21: Panoramabild Simmering Richtung Norden (Quelle: Eigene Darstellung)

Abbildung 22 zeigt Richtung Osten die Betriebshalle des Kraftwerksgeländes, kleinere Bäume und eine Straße, welche an der KWEA vorbeiführt. Bei Gefahr von Vereisung im Winter sind die Personen am Gelände angewiesen, den Gefahrenbereich nicht zu betreten.



Abbildung 22: Panoramabild Simmering Richtung Osten (Quelle: Eigene Darstellung)

In Abbildung 23 ist das Kraftwerk Simmering in Richtung Süden zu sehen. Die Türme und Gebäude sind dabei wesentliche Hindernisse, die die KWEA um ein Vielfaches überragen.



Abbildung 23: Panoramabild Simmering Richtung Süden (Quelle: Eigene Darstellung)



Abbildung 24: Panoramabild Simmering Richtung Westen (Quelle: Eigene Darstellung)

### 3.2.2.1 Infrastruktur

Für die Windmessung wurde ein eigener Windmessmast errichtet, der aus einem abgespannten Rohrmast besteht, an welchen diverse Messeinrichtungen befestigt sind. Das Schalenanemometer ist in einer Höhe von 25 m (in Nabenhöhe der KWEA) montiert, die Windfahne knapp darunter. Die aufgezeichneten Daten (Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Feuchtigkeit, Temperatur, Druck, Sonneneinstrahlung und Niederschlag) werden mit einer Frequenz von 1 Hz abgetastet und als 1-Minuten-Mittelwerte abgespeichert. Der Windmessmast befindet sich 15,5 m nordöstlich der KWEA.

### 3.2.2.2 Meteorologische Parameter

Die meteorologischen Parameter wurden in den Monaten vor Betrieb der KWEA (Messzeitraum von November 2017 bis März 2018) aufgezeichnet und ausgewertet (Windgeschwindigkeitsverteilung, Turbulenzintensitätsverteilung, Windsektoren). Abbildung 25 zeigt die Weibull-Verteilung im erwähnten Zeitraum. Dabei zeigt sich, dass die an diesem Standort in einer Höhe von 25 m über Grund am häufigsten auftretende Windgeschwindigkeit bei 2,9 m/s liegt. Der Mittelwert der Windgeschwindigkeit liegt im Messzeitraum bei 4,09 m/s (Weibull-Formfaktor 1,7; Skalierungsfaktor 4,53). Abbildung 26 zeigt die Windrose und damit die Hauptwindrichtungen am Standort, welche im Bereich 310° bis 330°, 207° bis 208° und 140° bis 150° liegen.

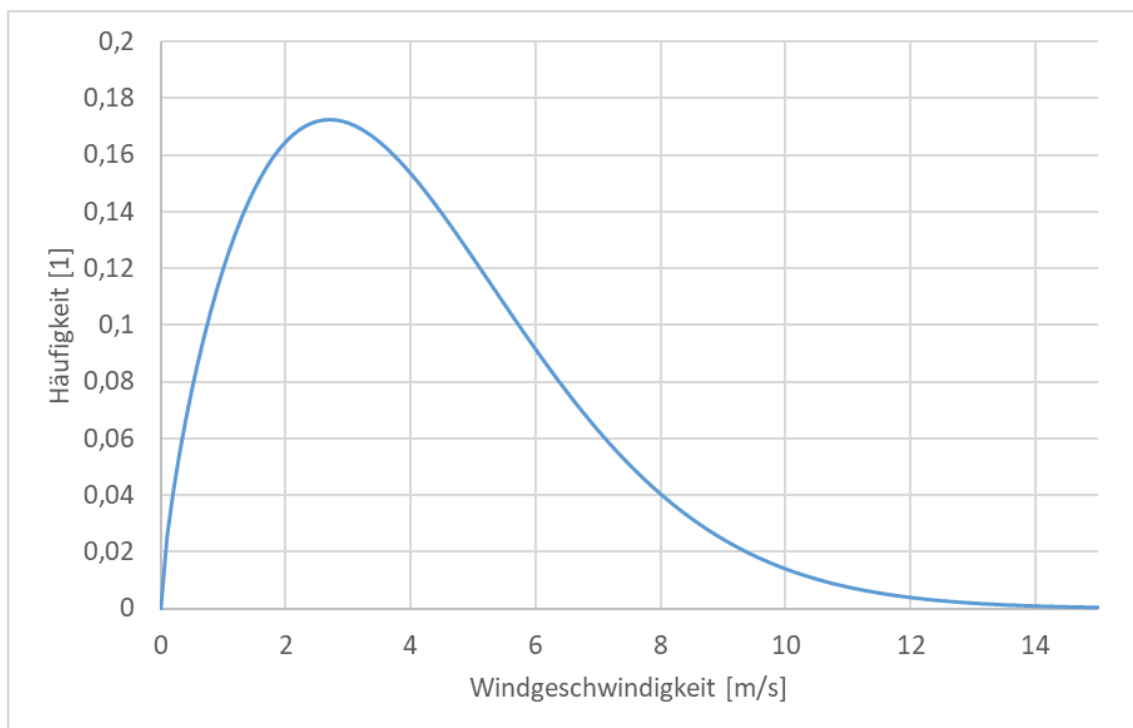


Abbildung 25: Weibull-Verteilung Windgeschwindigkeit Standort Simmering (Messdaten 11/2017 bis 03/2018) (Quelle: Eigene Darstellung)

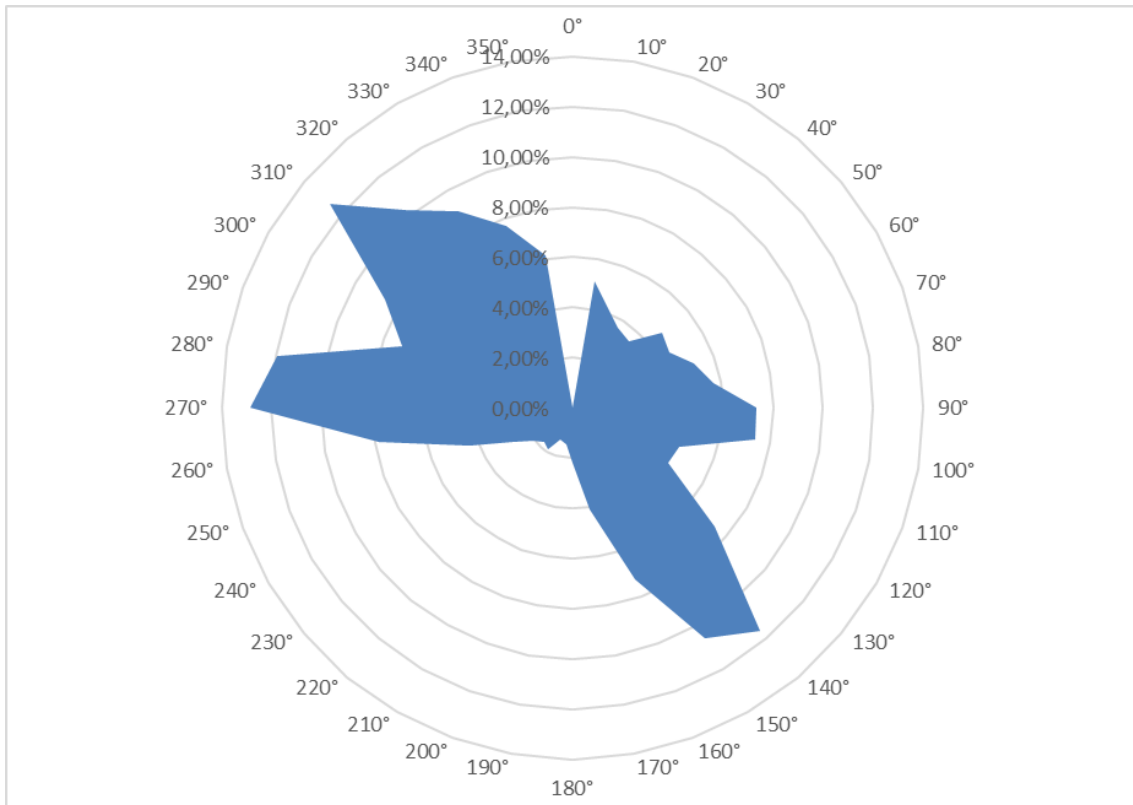


Abbildung 26: Windrose Standort Simmering (Messdaten 11/2017 bis 03/2018) (Quelle: Eigene Darstellung)

Abbildung 27 zeigt den Turbulenzintensitätsverlauf (TI) am Standort für einen Windgeschwindigkeitsbereich zwischen 0 und 12 m/s. Aussagekräftige Werte können jedoch nur bis zu einer Windgeschwindigkeit von maximal 10 m/s angezeigt werden. Es zeigt sich, dass hohe TI bei niedrigen Windgeschwindigkeiten auftreten und die Turbulenzintensität mit steigender Windgeschwindigkeit abnimmt. So liegen die Maximalwerte der Turbulenzintensität bei einer Windgeschwindigkeit von 4 m/s noch bei etwa 50 % bzw. darüber, während die Maximalwerte der TI bei einer Windgeschwindigkeit von 8 m/s nur mehr etwa 30 % betragen.

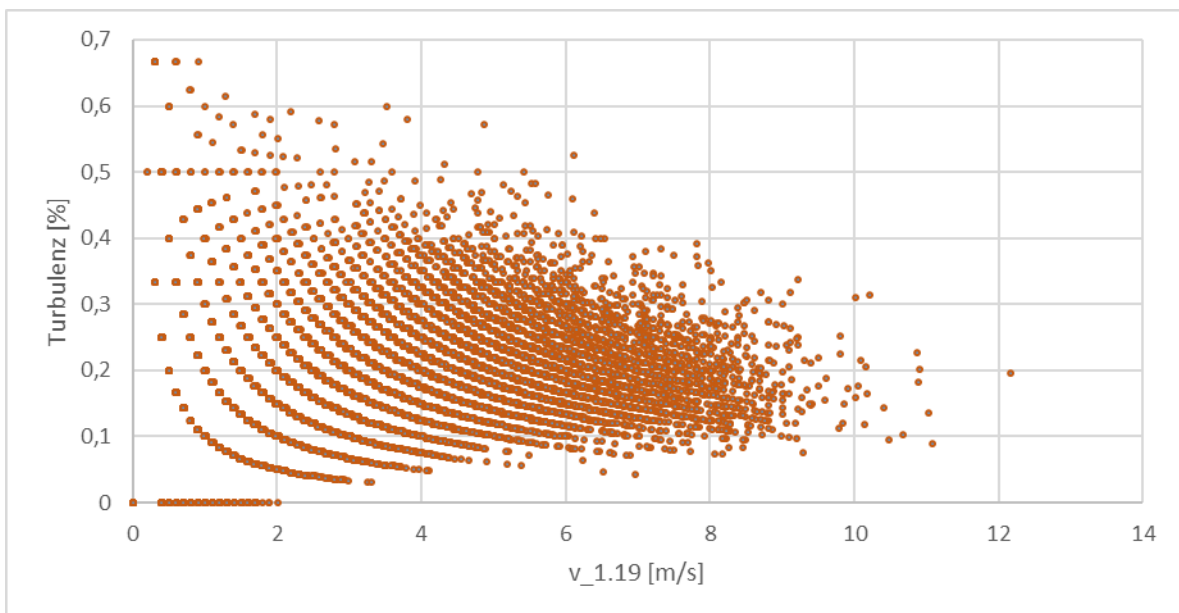


Abbildung 27: Turbulenzintensität am Standort Simmering (Quelle: Eigene Darstellung)

### 3.3 Rechtliche Rahmenbedingungen

Kleinwindkraftanlagen sind in Österreich grundsätzlich genehmigungspflichtig. Wie in Deutschland fällt das Genehmigungsverfahren auch in Österreich in den Zuständigkeitsbereich der Bundesländer. Die gemeinsame Grundlage für alle Genehmigungsverfahren stellt seit Ende 2012 ein „Anforderungskatalog für die Beurteilung von kleinen Windenergieanlagen“ dar, der vom BMWFJ veröffentlicht wurde. Darin enthalten sind weitere relevante Anforderungen an KWEA, z. B. erforderliche Unterlagen für die technische Beurteilung durch die Behörde oder Vorgabe für die Integration der KWEA in das Verteilernetz.

Jedoch gelten je nach Bundesland unterschiedliche (zusätzliche) Bestimmungen für die Errichtung einer KWEA. Die erste Bauinstanz ist in jedem Bundesland der/die BürgermeisterIn. Um eine Entscheidung für oder gegen die Errichtung einer KWEA treffen zu können, ziehen diese bei Bedarf Sachverständige hinzu. Die nicht einheitlichen Bestimmungen sowie deren teils unterschiedlichen Auslegung durch die zuständigen Sachverständigen können in der Praxis zu schwer planbaren, mitunter willkürlich scheinenden Genehmigungsverfahren führen.

Im Genehmigungsverfahren wird auch die Einbindung in das Orts- bzw. Landschaftsbild berücksichtigt. Damit soll sichergestellt werden, dass die KWEA nicht als Störfaktor in der Landschaft wahrgenommen werden. Da diesbezüglich keine einheitliche, objektive Vorgehensweise existiert, erfolgt die Beurteilung – und damit vielfach auch die Entscheidung über die Genehmigung – auf der subjektiven Einschätzung der Gemeinde, meist in Person der BürgermeisterInnen.

In Wien sind Kleinwindkraftanlagen sowohl bei der MA64 (nach dem Wiener Elektrizitätswirtschaftsgesetz 2005) als auch bei der MA37 (Bauansuchen gemäß §61 BO) zur Genehmigung einzureichen. Das Genehmigungsverfahren der MA37 ist überschaubar, folgende Unterlagen sind einzureichen:

- Unterzeichnetes Bauansuchen
- Baubeschreibung (17 Seiten)
- Einreichplan (Kosten ca. 800 EUR)
- Statik KWEA (Kosten ca. 500 bis 1.000 EUR)
- Grundbuchsauszug

Wesentlich umfangreicher ist das Genehmigungsverfahren der MA64 für die *„Errichtung und den Betrieb einer örtlich gebundenen Anlage zur Erzeugung elektrischer Energie anzeige- bzw. bewilligungspflichtig“* (<https://www.wien.gv.at/ma64/energie>).

- Antrag auf Genehmigung einer Windkraftanlage in Wien
- Technischer Bericht
- Grundbuchsauszug zu Grundstück 1644/8 (1 Seite)
- Vollmacht / Bestätigung des Grundeigentümers zur Aufstellung einer KWEA (1 Seite)
- Auszug Flächenwidmungsplan (1 Seite)
- Einreichplan (1 Seite)

- KWEA Datenblatt inkl. Leistungskurve (1 Seite)
- KWEA Stromlaufplan (1 Seite)
- KWEA Betriebsanleitung (16 Seiten)
- KWEA Konformitätserklärung (1 Seite)
- KWEA Schallgutachten NREL (26 Seiten)
- Wechselrichter Betriebsanleitung (74 Seiten)
- Wechselrichter Datenblatt (6 Seiten)
- Wechselrichter Konformitätserklärungen (7 Seiten)
- KWEA Turm Detailzeichnungen (1 Seite)
- KWEA Statische Berechnung (36 Seiten)
- Risikoanalyse (16 Seiten)
- Sicherheitsmaßnahmen zu Eisabwurf / Eisabfall (6 Seiten)
- Systembox Eisabwurf – Installations- und Bedienungsanleitung eines Sensors zur Detektion von Eisbildung (4 Seiten)
- Schattenwurf (2 Seiten)
- IEC61400 Typenzertifikat (1 Seite)
- ASFINAG Ausnahmegenehmigung (7 Seiten) – nur Simmering

Obwohl ein Großteil der erforderlichen Unterlagen wie z. B. Schallgutachten, Betriebsanleitungen, etc. vom Hersteller standardmäßig zur Verfügung gestellt werden sollte, ist der Aufwand dafür nicht zu unterschätzen. Speziell nicht-österreichische Hersteller sind mit den Genehmigungspraktiken in Österreich oftmals nicht vertraut und daher nicht in der Lage, die Unterlagen kurzfristig, vollständig und in der gewünschten Qualität zur Verfügung zu stellen. Dahingehend sind speziell Unterlagen wie die „Risikoanalyse“ oder die „Sicherheitsmaßnahmen zu Eisabwurf / Eisabfall“ zu erwähnen, die Hersteller oftmals nicht verfügbar haben. Auch das IEC61400 Typenzertifikat – eine vollständige Abarbeitung und positive Bewertung der in der „ÖVE/ÖNORM EN 61400-2 – Windenergieanlagen – Teil 2: Sicherheit kleiner Windenergieanlagen“ für eine Typzertifizierung vorgesehenen Module durch einen Ziviltechniker einschlägiger Fachrichtungen oder durch eine Zertifizierungsstelle – ist von Seiten der Hersteller in der Regel nicht verfügbar und mit hohen Kosten (ca. 10.000 EUR) verbunden. Darüber hinaus sind einige Unterlagen für jedes Projekt separat zu erstellen bzw. individuell anzupassen, so z. B. das Schattengutachten oder die Statik. Speziell bei gebäudemontierten Anlagen muss die Statik auch das Gebäude selbst berücksichtigen.

Im ungünstigsten Fall z. B. bei kleineren Anlagen eines ausländischen Herstellers ohne Erfahrung mit den österreichischen Genehmigungspraktiken können die Kosten für das Genehmigungsverfahren sogar die Kosten für die KWEA übersteigen.

Neben dem Aufwand sowie den Kosten für das Genehmigungsverfahren ist auch der Faktor Zeit zu berücksichtigen. Ab Vorliegen aller erforderlichen Unterlagen und Gutachten sind etwa 2 bis 4 Monate bis zur Genehmigung einzukalkulieren. Sollte es zu Nachforderungen seitens der Behörden kommen, verlängert sich das Verfahren um bis zu weitere zwei Monate. Auch für die Vervollständigung der erforderlichen Unterlagen und Gutachten sollte entsprechend

Zeit eingeplant werden. Müssen Gutachten erst in Auftrag geben werden, ist mit einer Zeitspanne von einem halben Jahr und länger zu rechnen.

## 4 Ermittlung der Strömungsbedingungen

Für den Standort ENERGYbase in Wien Floridsdorf wurde eine umfassende mess- und simulationstechnische Charakterisierung der turbulenten Windverhältnisse durchgeführt. Die CFD-Modelle FLUENT, MISKAM und OPENFOAM wurden zur Strömungssimulation unter Berücksichtigung der Gebäudestrukturen angewandt und mit den Messergebnissen verglichen. Strömungssimulationen liefern eine wesentliche Grundlage für die Standortbegutachtung einer KWEA im urbanen Raum.

### 4.1 Messung der lokalen Windverhältnisse

Die im Rahmen des gegenständlichen Projekts durchgeführten Windmessungen in Wien Floridsdorf sind im Deliverable 2.1 „Meteorologische Messungen“ im Detail beschrieben.

#### 4.1.1 Methode

Am Dach der ENERGYbase wurden von 28.11.2015 bis 06.06.2018 Windmessungen an mehreren Punkten und in verschiedenen Höhen durchgeführt (siehe Abbildung 28).

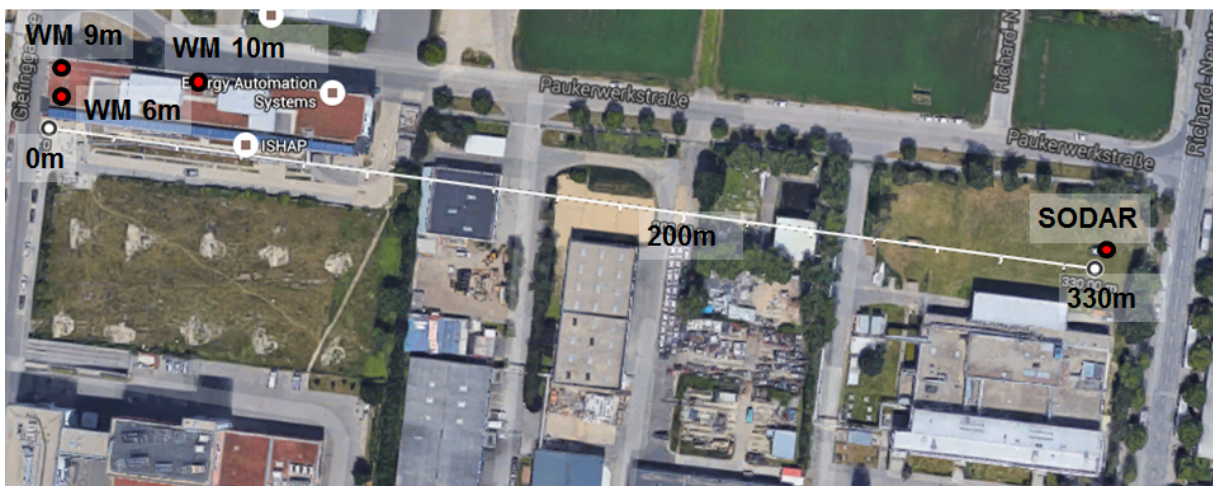


Abbildung 28: Luftbild mit Standort der Windmaste (WM 9 m = Standort der Kleinwindkraftanlage, WM 6 m und WM 10 m) am Dach der ENERGYbase, SODAR-Standort und Entfernungsmaßstab (Quelle: ©2016 Google Maps)

Abbildung 29 zeigt die Position der einzelnen Messpunkte:

- Messpunkt 1 und 2: 10-m-Mast östlich der KWEA mit Ultraschall-Anemometer in 6 m und 10 m Höhe über Dach)
- Messpunkte 3 und 4: 6-m-Mast südlich der KWEA mit Schalenkreuz-Anemometer und Windfahne in 3 m und Ultraschall-Anemometer in 6 m Höhe über Dach)
- Messpunkt 6: am Standort der KWEA mit Schalenkreuzanemometer 9 m über Dach (mittels einer 3 m langen Verlängerung des bestehenden Windradmastes)



Zusätzlich wurde ein Akustikradar (SODAR) zur Erfassung des vertikalen Windprofils von 23.1.2015 bis 23.11.2016 ca. 330 m östlich des KWEA-Standortes am Dach der ENERGYbase betrieben.

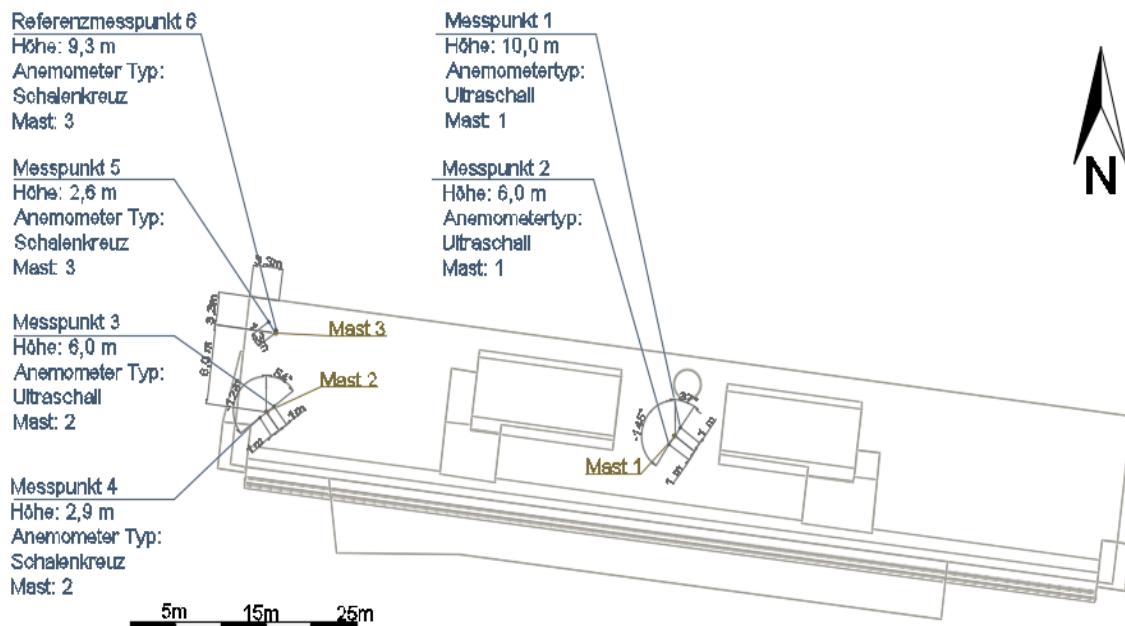


Abbildung 29: Anordnung aller 6 Messpunkte am Dach der ENERGYbase (eigene Darstellung)

Die Messpositionen und Höhen der Mastmessungen am Dach der ENERGYbase wurden so gewählt, dass Detaildaten für unterschiedliche Analysen erfasst werden können - einerseits für meteorologische Betrachtungen und den direkten Vergleich zur Akustikradar Messung auf einer nahegelegenen Freifläche, andererseits zur Verifikation von Strömungssimulationen. Weiters konnten die gemessenen Daten zur Windenergiepotentialbestimmung und für Leistungskurvenanalysen herangezogen werden.

Die Messhöhe am bestehenden Windradmast wurde entsprechend angepasst für eine Standortkalibrierung einer Leistungskurvenvermessung gewählt. Der nahe dem Anlagenmast im Süden am Dach errichtete Messmast (Messpunkte 3 und 4) wurde unter Berücksichtigung der eingeschränkten Fläche mit ausreichend freien Sektoren für eine Leistungskurvenvermessung positioniert. Die teilweise ähnlichen aber auch leicht unterschiedlichen Anforderungen aus den Arbeitspaketen wurden somit alle bei der Erstellung des Gesamtmesskonzepts berücksichtigt.

#### 4.1.2 Inhaltliche Darstellung und Ergebnisse

Die in Wien vorherrschenden Hauptwindrichtungen Nordwest und Südost wurden sowohl in den Mast-Windmessungen als auch in den SODAR-Windmessungen ab 35 m über Grund am häufigsten verzeichnet. Die bodennahe Luftströmung etwa in Höhe der durchschnittlichen Gebäudehöhen ist, wie die SODAR-Messungen in 25 m über Grund zeigen, in den Wintermonaten deutlich vom Wind in höheren Schichten abgekoppelt. Erwartungsgemäß nimmt die Windgeschwindigkeit mit der Höhe des Messniveaus im Jahresmittel stark zu, von 1,9 m/s in 25 m über Grund auf 4,3 m/s in 100 m über Grund.

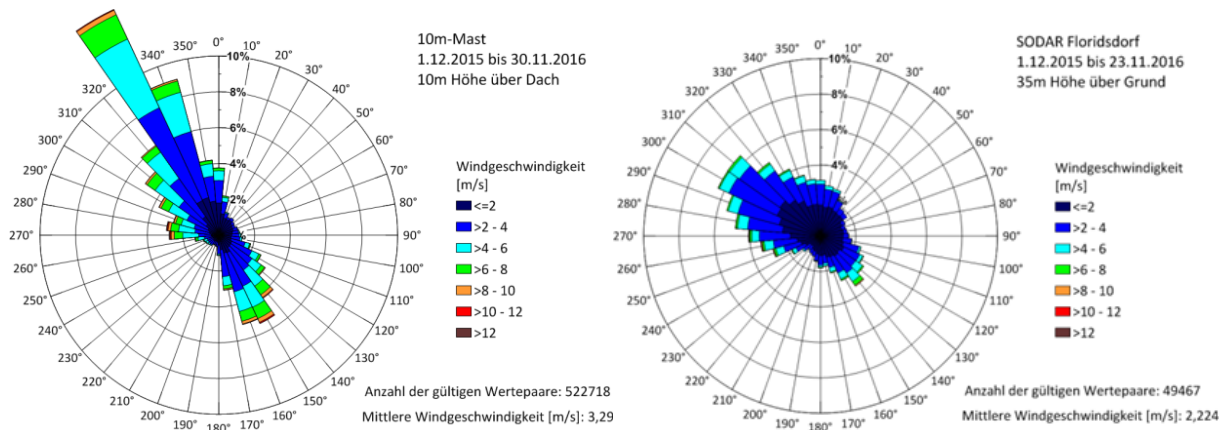


Abbildung 30: Windrichtungsverteilung der Windmessung am 10-m-Mast in 10 m Höhe über dem Dach (links) und am SODAR-Standort in 35 m Höhe über Grund (rechts) im Zeitraum Dezember 2015 bis November 2016. (Quelle: Eigene Darstellung)

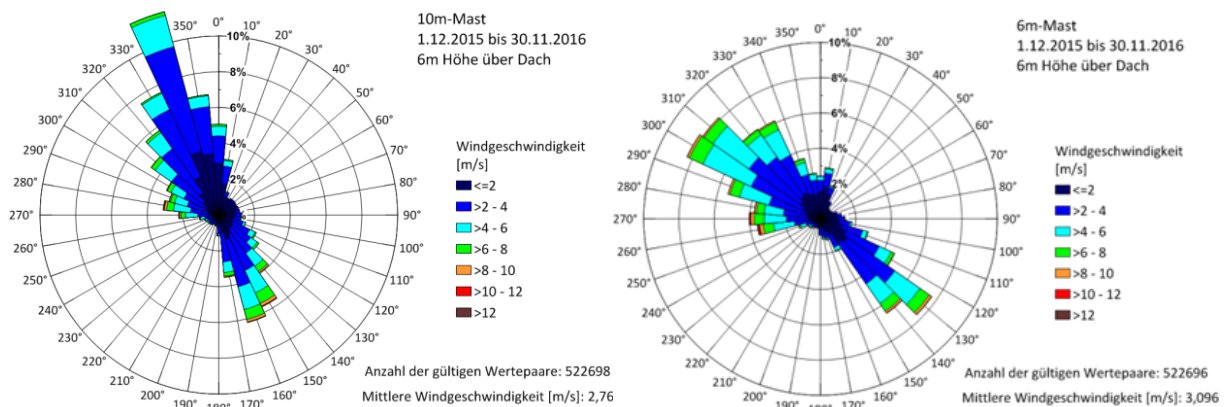


Abbildung 31: Windrichtungsverteilung der Windmessung am 10-m-Mast in 6 m Höhe (links) und am 6-m-Mast in 6 m Höhe (rechts) im Zeitraum Dezember 2015 bis November 2016. (Quelle: Eigene Darstellung)

Die Mast-Windmessungen am Dach der ENERGYbase ergeben eine stärkere Dominanz der beiden Hauptwindrichtungssektoren in der Häufigkeitsverteilung der Windrichtungen als die SODAR-Windmessungen. Dies ist einerseits durch die unterschiedlichen Messverfahren zu erklären, denn während die Mast-Windmessungen mit Ultraschall-Anemometer oder Schalenkreuz-Anemometer in-situ-Messungen an einem bestimmten Punkt sind, handelt es sich bei der SODAR-Windmessung um ein Fernerkundungsverfahren, bei dem nicht nur die Bewegung innerhalb eines Luftvolumens detektiert wird. Andererseits tragen die unterschiedlichen Messorte zu den beobachteten Unterschieden bei. Die im Mittel um rund 1 m/s höhere Windgeschwindigkeit über Dach ist durch die Beeinflussung der Strömung durch das Gebäude (Drängung der Strömungslinien) zu erklären. Bemerkenswert sind die Unterschiede der Windrichtungsverteilungen zwischen dem 6-m-Mast und dem 10-m-Mast, welche durch die Dachaufbauten verursacht werden. Nahe dem 6-m-Mast befinden sich an der südlichen Dachkante 2 m hohe Solarpaneele, Der 10-m-Mast wurde zwischen zwei 3 m hohen Dachaufbauten errichtet, deren Wände in Nord-Süd-Richtung ausgerichtet sind.

Die Windrichtung in Bodennähe (in 25 m Höhe über Grund) weicht infolge der Beeinflussung der Umgebung sowie durch stabile atmosphärische Schichtungsverhältnisse (bodennahe Inversionen) teilweise stark von den Windrichtungen in den Niveaus ab 35 m Höhe über Grund ab. Auch ein Vergleich der SODAR-Windrosen der Niveaus 25 m, 35 m und 105 m im Jänner

2016 (Deliverable 2.1 Sodarmessungen ENERGYbase) lässt darauf schließen, dass in diesem Wintermonat bodennahe Inversionen, deren Obergrenze oberhalb von 35 m aber unterhalb von 105 m lag, oft die bodennahe Luftströmung vom Wind in größeren Höhen abgekoppelt haben.

Um die durch die unterschiedliche Bebauung der Umgebung verursachten Unterschiede der Windverhältnisse an den beiden Mess-Standorten herauszuarbeiten, wurde die Windgeschwindigkeitsdifferenz vom Windgeschwindigkeitsmittel der Mastmessungen und der SODAR-Windmessung im 35-m-Niveau berechnet und in Abhängigkeit zur Windrichtung in 35 m bzw. 105 m Höhe über Grund als monatliche Windrosen dargestellt. Ziel dieser Auswertung war, interessante Windrichtungen und Wetterlagen sowie deren Einfluss auf die Messungen zu erkennen, um diese Information für die Modellierung der Strömungsverhältnisse nutzen zu können. Dass die Windgeschwindigkeitsdifferenzen überwiegend positiv sind, liegt daran, dass die an den Masten am Dach der ENERGYbase gemessenen Windgeschwindigkeiten meist höher waren als die der SODAR-Windmessungen in 35 m Höhe über Grund. Während die mittlere Windgeschwindigkeit der SODAR-Windmessungen in 35 m Höhe über Grund (im Zeitraum Jänner 2016 bis Juni 2016) 2,4 m/s beträgt, liegt der Wert der mittleren Windgeschwindigkeit der (gemittelten) Mastmessungen im gleichen Zeitraum bei 3,3 m/s. Ursache für diese Geschwindigkeitsunterschiede werden in der Verstärkung der Windgeschwindigkeit durch das Gebäude der ENERGYbase und der Dachkanten im Bereich der Messmasten vermutet (Verstärkende Wirkung durch Eckeneffekt). Es kommen, wenn auch selten, negative Windgeschwindigkeitsdifferenzen vor. Das heißt, dass in diesen Fällen die Windgeschwindigkeit der SODAR-Messung in 35 m über Grund höher ist, als die gemittelte Windgeschwindigkeit der Mast-Messungen am Dach der ENERGYbase. In diesen seltenen Fällen spielen wahrscheinlich bodennahe Inversionen in Kombination mit lokalen Effekten und die unterschiedlichen Bodenreibungsverhältnisse bei bestimmten Windrichtungen eine Rolle. In den Monaten März 2016 bis November 2016 sind die Windgeschwindigkeitsdifferenzen meist geringer als in den Wintermonaten Dezember 2015 bis Februar 2016. Dies ist auch ein zu erwartendes Ergebnis, da einerseits im Winter generell höhere Windgeschwindigkeiten auftreten (siehe Deliverable 2.1), andererseits der Einfluss der Gebäude auf die Strömung bei stabiler atmosphärischer Schichtung stärker ist als bei neutraler oder labiler Schichtung. Generell sind die Windgeschwindigkeitsunterschiede weit häufiger positiv als negativ und die größten Windgeschwindigkeitsunterschiede in den beiden Hauptwindrichtungen Nordwest- und Südostwind zu finden.

Einzelne Perioden besonders großer Abweichungen wurden ausgewählt und genauer untersucht. Spezielles Interesse gilt dabei Fällen, in denen die Windgeschwindigkeit oberhalb der mittleren städtischen Gebäudestruktur (repräsentiert durch die SODAR-Messung in 55 m über Grund) im Mittel größer als 2 m/s ist, da bei geringeren Windgeschwindigkeiten die Anlaufgeschwindigkeit der Kleinwindkraftanlage nicht erreicht ist. Anhand von Fällen mit nordwestlicher Anströmung konnte gezeigt werden, dass an manchen Tagen die Windgeschwindigkeitsdifferenz zwischen Mast- und SODAR-Windmessung in 35 m Höhe über Grund unter Tags geringer ist, als während der Nacht. Dieser tageszeitliche Rhythmus ist ein

weiterer Hinweis darauf, dass die atmosphärische Schichtung (gute Durchmischung am Tag) Einfluss auf die unterschiedlichen Windverhältnisse der beiden Messstandorte hat.

Es ist oft zu sehen, dass die Mastsensoren am Dach deutlich höhere Windgeschwindigkeiten erfassen als das SODAR. Erwartungsgemäß treten Perioden mit besonders großen Windgeschwindigkeitsunterschieden zwischen den Messstandorten vorwiegend dann auf, wenn die synoptische Strömung besonders stark ist. Es kommen dabei Windgeschwindigkeitsunterschiede zwischen Mast-Windmessung und SODAR-Windmessung (in 35 m Höhe über Grund) von bis zu 8 m/s wie z. B. am 4.1.2016 vor.

Messvergleiche aus den Sommermonaten Juni bis August 2016 zeigen anschaulich, dass bei guten Durchmischungsverhältnissen die Windverhältnisse an den beiden Messstandorten sehr gut übereinstimmen und von allen Messgeräten und unabhängig von der großräumigen Strömungsrichtung in ähnlicher Weise wiedergegeben werden. Nur in seltenen Fällen sind auch in den Sommermonaten größere Unterschiede zwischen den Windgeschwindigkeiten an den beiden Standorten zu verzeichnen, besonders dann, wenn sich in der Nacht bodennah eine sehr windschwache Schicht mit sehr geringer turbulenter Durchmischung ausbildet.

Abschließend ist zu bemerken, dass die Unterschiede der Messergebnisse an den beiden Messstandorten mehrere Ursachen haben. Die unterschiedliche Verbauung (Gebäude, Dachaufbauten, Straßen, Freiflächen) und Rauigkeit (Bodenreibung) in der Umgebung der beiden Messstandorte, die Unterschiedlichkeit der Messmethoden, die Strömungslage, aber auch die atmosphärische Stabilität haben Einfluss auf die Unterschiede der Windmessungen an den beiden Messstandorten. Die größten Windgeschwindigkeitsunterschiede zwischen den beiden Messstandorten kommen bei stärkerem Wind aus den beiden Hauptwindrichtungen Nordwest und Südost vor.

## **4.2 Site-Calibration**

Für die geplante Leistungskurvenvermessung am Standort ENERGYbase wurden wie bereits erwähnt über einen längeren Zeitraum Messdaten an insgesamt fünf Messpunkten am Dach der ENERGYbase erhoben. Darauf aufbauend wurde in der Folge ein Konzept zur Leistungskurvenvermessung erstellt.

### **4.2.1 Methode**

Bei einer Standortkalibrierung (Site-Calibration) werden die Einflüsse der topografischen Gegebenheiten auf die Windverhältnisse zwischen dem Windmessmast und der zu vermessenden KWEA untersucht. Dieser Einfluss kann durch berechnete Standortkalibrierfaktoren kompensiert werden und beispielsweise eine Richtungsabhängigkeit der Leistungskennlinie zur Folge haben.

Der Typ des Geländes ist laut IEC-Norm 61400-12-1 (2005) vom TYP C, welcher hohturbulente Standorte umfasst. Neben der notwendigen Standortkalibrierung gelten hier auch andere Anforderungen an den Standort des Windmessmasts. Dieser sollte nicht, wie an üblichen Teststandorten, in Hauptwindrichtung zur Anlage aufgestellt werden, sondern an

einer Position mit möglichst ähnlichen Anströmbedingungen. Bei Anlagen, die an Abhängen und Kanten vermessen werden, sollte der Windmessmast auch auf derselben Kante platziert werden, um die Korrelation der Standortkalibrierung soweit wie möglich zu verbessern. Dies wurde im vorliegenden Messaufbau berücksichtigt.

#### 4.2.2 Inhaltliche Darstellung und Ergebnisse

Für die Site-Calibration wurden die Daten von Messpunkt 6 und von Messpunkt 3 verwendet. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Streuung des Verhältnisses der über eine Minute gemittelten Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit von der Windrichtung. Windgeschwindigkeiten zwischen 4 m/s und 16 m/s sind berücksichtigt (nach IEC 61400-12-1).

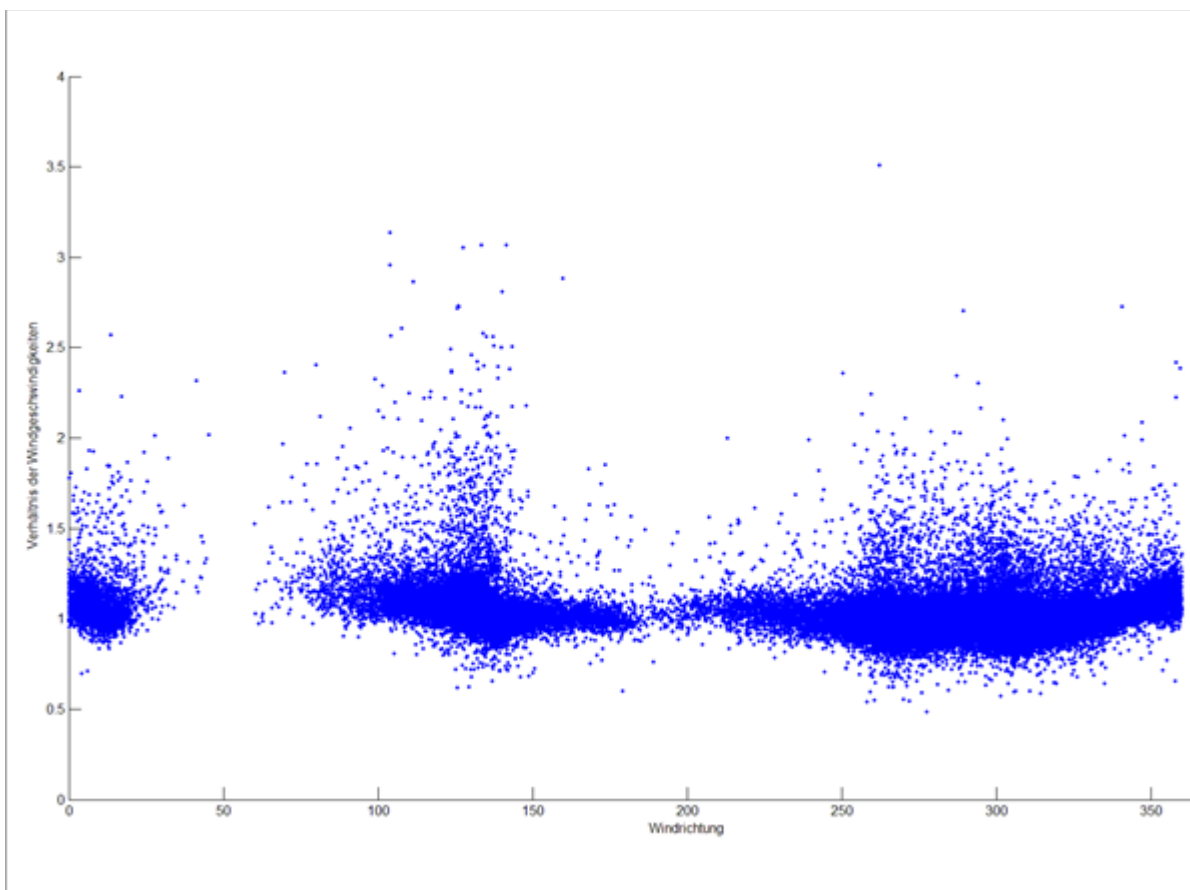


Abbildung 32: Streuung des Verhältnisses der über eine Minute gemittelten Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit der Windrichtung. (Quelle: Eigene Darstellung)

Nach IEC 61400-12-1 muss für den Datensatz der Standortkalibrierung vor Ort ein Minimum von 24 Stunden an Messungen für den jeweiligen 10 Grad Windrichtungs-Sektor innerhalb der Windgeschwindigkeitsbereiche 4 m/s bis 16 m/s und mindestens 6 Stunden an Messungen in den beiden Windgeschwindigkeitsbereichen 4 m/s bis 8 m/s und 8 m/s bis 16 m/s vorhanden sein.

Die nachfolgende Tabelle fasst die Ergebnisse der Standortkalibrierung zusammen. Alle Sektoren, für die nach der IEC Norm genügend Datenmaterial vorliegt, sind gelb markiert. Das umfasst die Windrichtungssektoren von 120° bis 140° und von 250° bis 310°. Davon ist

allerdings nur der Windrichtungssektor von 250° bis 310° im ungestörten Bereich in Bezug auf die Dachaufbauten und Nachbargebäude am Standort (Tabelle 4: 189° - 54°). Der Bereich von 250° bis 310° stellt somit den Sektor für eine Leistungskurvenvermessung dar.

Tabelle 4: Die Ergebnisse der Standortkalibrierung vor Ort in tabellarischer Form: Bin Breite: 10°; Anemometer Typ: Thies First Class Advanced und 3D-Sonic; Abtastrate: 1 Hz. Windrichtungs-Bins, welche die erforderliche Anzahl von Datensätzen nach IEC 61400-12-1 enthalten, sind gelb markiert.

Site Calibration									
Sector from (xcl.)	Sector to (incl.)	Wind direction	Number of data sets	Number of data sets	Number of data sets	Number of data sets	Ratio of wind speed	Statistical uncertainty of	Frequency of ratio of wind
0	10	5,31391788	7379	1474	1455	19	1,0903927	1	0,026786071
10	20	14,5695892	6695	1075	1058	17	1,07735693	1	0,024303123
20	30	24,6060065	3363	137	135	2	1,17310207	1	0,012207827
30	40	34,6657043	2009	22	22	0	1,21412226	1	0,007292752
40	50	45,0865124	1772	9	9	0	1,18573393	1	0,006432432
50	60	55,0973589	1931	1	1	0	1,12770312	1	0,007009609
60	70	65,2809851	2477	34	34	0	1,09966555	1	0,008991611
70	80	75,1981835	3193	95	95	0	1,12874644	1	0,01159072
80	90	85,1149878	3683	243	243	0	1,13401583	1	0,01336944
90	100	95,2466942	4114	411	410	1	1,12822035	1	0,014933988
100	110	105,304595	5702	990	955	35	1,11980889	1	0,020698492
110	120	115,427856	8569	1642	1584	58	1,08624754	1	0,031105819
120	130	125,53596	15801	5822	5463	359	1,05269995	1	0,057358274
130	140	134,936879	22861	9568	8829	739	1,01074657	1	0,082986362
140	150	144,021318	9105	2358	2245	113	0,99949635	1	0,033051521
150	160	154,69682	3868	630	592	38	1,01384868	1	0,014040998
160	170	165,001066	3189	479	449	30	1,02116742	1	0,0115762
170	180	174,854392	3199	410	365	45	1,00695449	1	0,0116125
180	190	184,653581	3199	102	102	0	1,00933759	1	0,0116125
190	200	195,02596	1433	93	93	0	1,02865884	1	0,005201848
200	210	204,987943	1468	152	149	3	1,05601373	1	0,0053289
210	220	215,221176	1752	299	288	11	1,0576632	1	0,006359831
220	230	225,152226	2156	441	423	18	1,04472493	1	0,007826368
230	240	235,114232	2389	571	563	8	1,02435012	1	0,008672167
240	250	245,527149	3024	973	943	30	1,00902813	1	0,010977243
250	260	256,179258	8432	4929	4249	680	0,9811319	1	0,030608504
260	270	265,013335	16273	10578	8274	2304	0,96893908	1	0,059071653
270	280	274,834553	11999	6467	5498	969	0,96484855	1	0,043556859
280	290	285,259823	12741	6194	5687	507	0,98238908	1	0,046250349
290	300	295,393583	17235	8542	8114	428	0,98491573	1	0,062563753
300	310	305,03139	23364	10555	10191	364	0,96006519	1	0,084812272
310	320	314,779053	17874	5935	5771	164	0,96552487	1	0,064883349
320	330	325,180335	17330	6280	6041	239	0,99975525	1	0,062908606
330	340	334,397784	12006	4583	4386	197	1,01342862	1	0,043582269
340	350	344,871948	7347	2097	2054	43	1,07648963	1	0,02666991
350	360	355,024805	6547	1547	1526	21	1,1245067	1	0,023765877

Die Richtungsempfindlichkeit der Standortkalibrierung zwischen zwei Bins überschreitet insbesondere in Bereichen mit schlechter Datengrundlage den empfohlenen Maximalwert von 2 %. Da eine Verfeinerung der Messsektoren-Bins auf unter 10° eine weitere Verschmälerung der Datenbasis pro Bin mit sich bringen würde, wurde im Hinblick auf die ohnehin sehr hohe Komplexität des urbanen Standortes auf eine weitere Verkleinerung der Windrichtungs-Bins verzichtet. Die Empfehlung der IEC 61400-12-1 ist, benachbarte Windrichtungs-Bins mit einer Änderung der Windgeschwindigkeitskorrelation von über 2 % aus dem späteren Messsektor auszuschließen. Zusammengefasst ergibt sich ein gültiger Messsektor nach IEC 61400-12-1 für eine Leistungskurvenvermessung im Bereich von 250° bis 310°.

## **4.3 Ermittlung und Charakterisierung des Strömungsfeldes an der ENERGYbase**

### **4.3.1 Methode**

Im gegenständlichen Projekt wurden stationäre Simulationen mit den Modellen MISKAM (Eichhorn und Kniffka, 2010), FLUENT (Auer, 2015) und OpenFOAM (<http://www.openfoam.com>; Hargreaves und Wright, 2007) durchgeführt. Die Modellgebiete wurden für alle Simulationen möglichst ähnlich groß und zentriert um das Gebäude der ENERGYbase gewählt. Die Modelleingangsdaten zur Berücksichtigung der Gebäudestrukturen wurden auf Basis der geometrischen Daten der Stadtvermessung Wien erstellt. Als meteorologische Eingangsdaten für die Simulationen wurden aus den vorliegenden Messungen idealisierte Windprofile ohne Beeinflussung durch die städtische Verbauung für den Modelleinströmrand abgeleitet. Letztere wurden aus den gemessenen vertikalen Windprofilen des SODAR zur Messung vertikaler Windprofile sowie aus den Windmessungen in 10 m Höhe an der meteorologischen Station Großenzersdorf abgeleitet.

Die Simulationsergebnisse für den Nahbereich der ENERGYbase wurden anhand von Mast-Messungen über Dach und SODAR-Messungen auf einem nahegelegenen Grundstück evaluiert. An zusätzlichen Punkten wurden die Modellergebnisse miteinander verglichen. Bei diesen Untersuchungen wurden vorrangig Modellergebnisse für die am Standort am häufigsten vorkommenden Windrichtungen Südost, West und Nordwest behandelt. Von OpenFOAM liegen aus modelltechnischen Gründen nur Ergebnisse für Anströmung aus West vor.

### **4.3.2 Inhaltliche Darstellung und Ergebnisse**

Die für den Standort des SODARs östlich der ENERGYbase berechneten vertikalen Profile der Windgeschwindigkeit erreichen bei Südost- und Nordwestströmung eine gute Übereinstimmung mit den Profilmessungen. Bei Anströmung aus West wird das Windfeld in diesem Bereich durch vorgelagerte Gebäude stärker beeinflusst, was zu größeren Unterschieden zwischen den Modellergebnissen und etwas größeren Abweichungen von den Messungen führt.

Die von den Modellen simulierte räumliche Variation der Windgeschwindigkeit im Dachbereich der ENERGYbase konnte anhand der Mast-Messungen verifiziert werden. In der folgenden Tabelle sind die Verhältnisse zwischen den Windgeschwindigkeiten an Punkten in der Mitte des Daches und am nordöstlichen Dachrand und der Geschwindigkeit am ehemaligen Standort der KWEA aus Messungen und Modellergebnissen (MISKAM) zusammengestellt. Punkt A ist der KWEA-Standort am westlichen Dachrand, Punkt B liegt in der Dachmitte im Bereich des 10 m-Messmasts und Punkt C am östlichen Dachrand.

Bei der Modellierung der Turbulenzintensität im Bereich des Gebäudedaches mussten große Unsicherheiten und starke Abweichungen von den gemessenen Werten, sowohl in der räumlichen Verteilung als auch hinsichtlich der Größenordnung der Werte festgestellt werden.

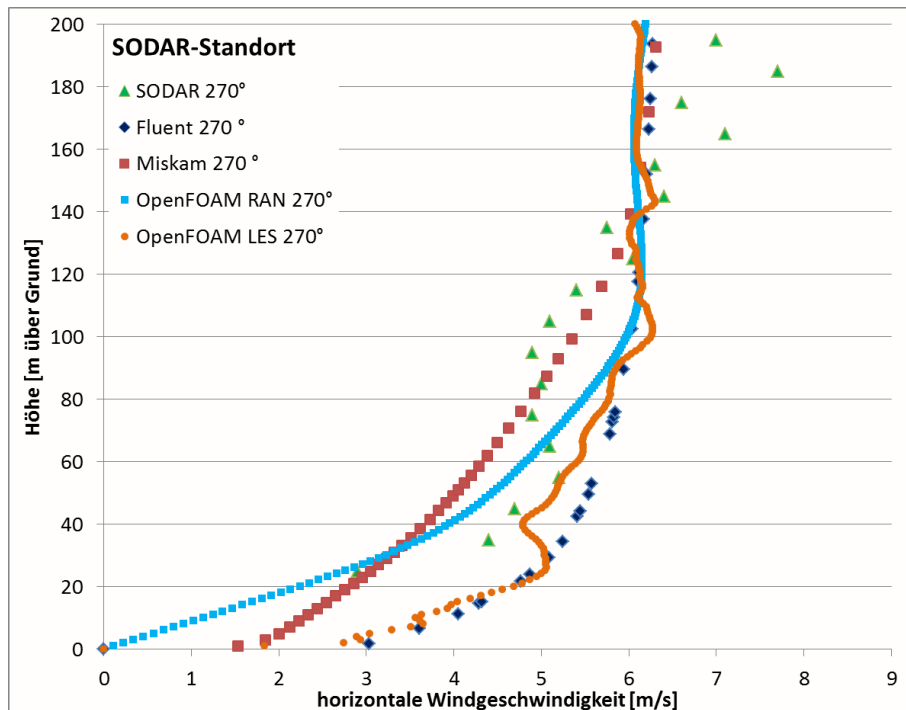


Abbildung 33: Vergleich der Modellergebnisse bei großräumiger Westströmung (270° Windrichtung) am SODAR Standort. (Quelle: Eigene Darstellung)

Tabelle 5: Verhältnis der mit MISKAM simulierten und der gemessenen Windgeschwindigkeiten an Punkt B und C zu jener an Punkt A (Werte abgeleitet aus Ergebnissen in Feichtinger, 2017).

Windrichtung	MISKAM Windgeschwindigkeit Punkt B/Punkt A	Messung Windgeschwindigkeit 6 m am 10 m-Mast/ 6 m am 6 m-Mast	MISKAM Windgeschwindigkeit Punkt C/Punkt A
120°	1,2	1,2	1,2
150°	1,1	1,6	1,1
180°	1,4	1,1	1,9
270°	0,9	0,9	0,9
300°	0,8	0,9	0,8
330°	0,5	0,8	0,7
360°	0,5	1,0	0,7

Eine wesentliche Schlussfolgerung der vorliegenden Arbeit ist, dass das Modell OpenFOAM für die praktische Anwendung beispielsweise zum Zweck einer Standortbegutachtung für KWEA im urbanen Raum in erster Linie aufgrund des hohen Aufwandes bei der Konfiguration des Modells, aber auch der Auswertung der Ergebnisse nicht geeignet ist. In Übereinstimmung mit Calhoun et al. (2005) wurde festgestellt, dass der Mehraufwand für die Durchführung von LES nicht zu rechtfertigen ist, da kein höherer Informationsgewinn zu erwarten ist.

Die Modelle FLUENT und MISKAM hingegen liefern beide bei der Simulation des Windfeldes über Dach (im Bereich potenzieller KWEA-Standorte) zufriedenstellende Ergebnisse.



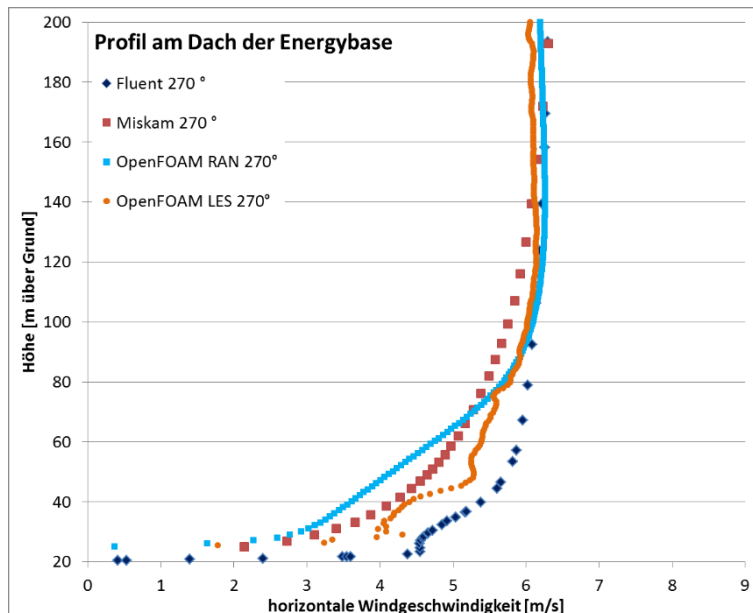


Abbildung 34: Vergleich der modellierten Windgeschwindigkeitsprofile bei großräumiger Westströmung (270° Windrichtung) am Dach der ENERGYbase. (Quelle: Eigene Darstellung)

Anzumerken bleibt, dass jedoch auch bei diesen Modellen relativ hohe Anforderung an die Eingangsdaten bestehen und beispielsweise Profilmessungen zur Definition des Eingangsprofils operationell üblicherweise nicht vorliegen. Die Eingangs- und Randbedingungen für diese Modelle könnten beispielsweise auch aus Winddaten aus größer-skaligen Modellrechnungen (Wettervorhersage) oder aus den Ergebnissen vereinfachter Modellierungen über mittlerem Dachniveau, wie sie zur Erstellung der Wiener Windpotenzialkarte herangezogen werden, gewonnen werden. Dies wäre Gegenstand weiterführender Untersuchungen.

Die Anwendung der genannten Modelle zur Standortbegutachtung für eine KWEA im urbanen Raum bietet jedenfalls gegenüber dem Einsatz einer Windmessung vor Ort den Vorteil, dass nicht nur das Windangebot an einem Punkt über Dach bewertet werden kann, sondern auch unter Berücksichtigung der Häufigkeit der Windrichtungen der hinsichtlich des Windpotenzials optimalste Standort im gesamten Dachbereich gefunden werden kann.

#### 4.4 Machbarkeitsuntersuchung von Gestaltungsmöglichkeiten

Auf dem Dach der ENERGYbase im 21. Wiener Gemeindebezirk wurde der Einsatz einer Kleinwindkraftanlage im urbanen Raum getestet. Bei der Anlage handelt es sich um einen Darrieus-Helix-Rotor mit vertikaler Achse und einem Durchmesser von ca. 4,5 m sowie einer Höhe von 4 m, welcher in der Nähe der westlichen Dachkante aufgestellt wurde. Das verwendete Modell trägt die Bezeichnung CVT-50, hat eine Leistung von 5 kW und wurde von der Firma CleanVerTec hergestellt und montiert.

Um den Energieertrag solcher gebäudemontierter KWEA im urbanen Umfeld zu optimieren, muss das vorhandene Windpotenzial bestmöglich ausgenutzt werden. Der vorliegende Bericht befasst sich daher mit folgenden Themen:

- Untersuchung von Gestaltungsmöglichkeiten zur Erhöhung der mittleren Windgeschwindigkeit am unmittelbaren Standort des Rotors z.B. mittels Windleitblechen oder anderen Modifikationen der lokalen Dachgeometrie.
- Ableitung von Verbesserungsvorschlägen für die Positionierung des Anemometers der KWEA aufgrund der Messungen und Modellergebnisse

#### 4.4.1 Methode

Das Gebäude ENERGYbase mit einer Höhe von 19,2 m befindet sich in Floridsdorf, in einem Industrie- und Gewerbegebiet im Nordosten von Wien. Die umliegenden Gebäude weisen gleiche, teilweise geringere Gebäudehöhen auf. Um den Ertrag und das Betriebsverhalten eine gebäudemontierten KWEA zu optimieren, werden – abgeleitet aus Erkenntnissen aus der Literatur – Anpassungen der Umgebung zur Erhöhung der Windgeschwindigkeit an der KWEA vorgeschlagen. Grundlage für die erarbeiteten Gestaltungsmöglichkeiten waren die Windmessdaten welche an drei Standorten auf der ENERGYbase ermittelt wurden (siehe Abbildung 35) sowie die SODAR-Windmessung in unmittelbarer Umgebung des Gebäudes.



Abbildung 35: Anordnung der Windmasten aus dem Aufbauprotokoll (Lachinger 2015)

Im Laufe der Projektzeit wurde am zuvor freien Grundstück südlich der ENERGYbase ein Gebäude (FUTUREbase) errichtet. Dadurch ergab sich zusätzlich die Möglichkeit, den Einfluss einer benachbarten Gebäudestruktur nicht nur mittels Modellsimulationen, sondern auch durch Auswertung der in 6 m und in 10 m über Dach vorliegenden Windmessungen vor, während und nach Errichtung des Nachbargebäudes zu betrachten.

#### 4.4.2 Inhaltliche Darstellung und Ergebnisse

In ihrer Arbeit von 2011 untersuchten Abohela, et.al. den Einfluss der Dachform eines Gebäudes auf die Windströmung in dessen Umgebung mittels numerischer Analyse (CFD). Dabei wurden sechs verschiedene Dachformen betrachtet. Allgemein kann zusammengefasst werden, dass scharfe Kanten an Gebäudedächern tendenziell schlechtere Einflüsse auf die Luftströmung in Bezug auf die Nutzung von KWEA haben, als solche mit abgerundeten Dachprofil, da es einerseits zu niedrigeren Windgeschwindigkeiten und andererseits zur höheren Turbulenzintensitäten kommt. Darüber hinaus wird empfohlen, eine KWEA am

höchsten Punkt des Gebäudes zu montieren, um Nachlaufeffekte bei möglichst jeder Windrichtung zu vermeiden.

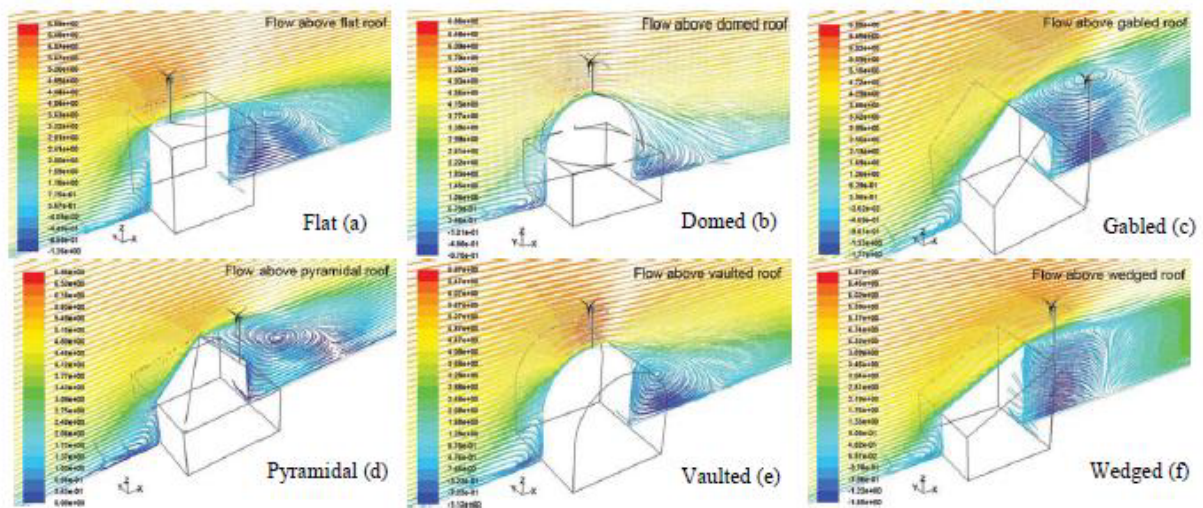


Abbildung 36: Strömungsgeschwindigkeitsprofile bei verschiedenen Dachformen (Abohela, et.al. 2011)

Toja-Silva et.al. (2015) untersuchten den Einfluss der Dachform auf die Windströmung und Turbulenzcharakteristik weiter und erstellten vertikale Windgeschwindigkeitsprofile, in denen die Strömung in Abhängigkeit der Höhe über dem Dach dargestellt wird. Darüber hinaus wurden in dieser Studie die Auswirkungen von verschiedenen Arten von Dachkanten eines Flachdaches untersucht. Es konnte festgestellt werden, dass wider Erwarten nicht bei dem Flachdach mit abgerundeter Dachkante die höchste Geschwindigkeit erzielt und gemessen werden konnte, sondern bei der Bauart mit der verlängerten Dachkante (siehe Abbildung 36). Zwar ist die Geschwindigkeitszunahme bei einem Flachdach durch die abgerundeten Kanten in Dachnähe höher, jedoch reversiert sich ab einer Höhe von  $z/H \sim 1,25$  dieser Trend, sodass das Flachdach mit den Kantenfortsatz höhere Windgeschwindigkeiten ergibt.

Grundsätzlich gilt: Je weiter man sich vom Boden entfernt, desto höher wird aufgrund der abnehmenden Reibungskraft die vorherrschende Windgeschwindigkeit an einem Standort (Robel et. al. 1978). Die Reibungskraft hängt dabei im Wesentlichen von der Oberflächenbeschaffenheit der Erde ab. Hier unterscheidet man zwischen:

- Geländekonturen (Orographie): großräumige Beschreibung des Geländes, beinhaltet Elemente wie Hügel, Böschungen, Bergrücken, Täler etc.
- Rauigkeit des Terrains: Einfluss der Landnutzung
- und Hindernissen (z. B. Gebäude).

Windprofile können sich aus diesem Grund je nach Orographie und Bebauungsgrad stark unterscheiden. Für den Betrieb einer KWEA bedeutet dieser Umstand, dass mit zunehmender Nabenhöhe einer KWEA höhere Erträge erzielt werden können.

Neben der Rauigkeit der Umgebung können auch einzelne Hindernisse das lokale Windfeld beeinflussen. Ein Hindernis kann das lokale Strömungsfeld in der Vertikalen bis zur dreifachen Hindernishöhe sowie in der Horizontalen (leeseitig) bis zur 30- bis 50-fachen Hindernishöhe beeinflussen (Kaufmann et. al. 2015). Gemäß den Untersuchungen von Twele et al. (2013)

kommt es an Hindernissen, im Speziellen an deren Kante (in Gebäuden bei der Dachkante), innerhalb eines bestimmten Bereichs zu einer Ablösung der Strömung. Dabei entsteht leeseitig eine Strömungsblase mit im Vergleich zu den vorgelagerten Strömungsbedingungen geringen Windgeschwindigkeiten und hohen Turbulenzgraden. Abbildung 37 zeigt den Verlauf der Strömungsablösung an einem quaderförmigen Gebäude in Abhängigkeit von der Gebäudehöhe. Dieser Bereich ist für die Installation einer KWEA folglich nicht geeignet.

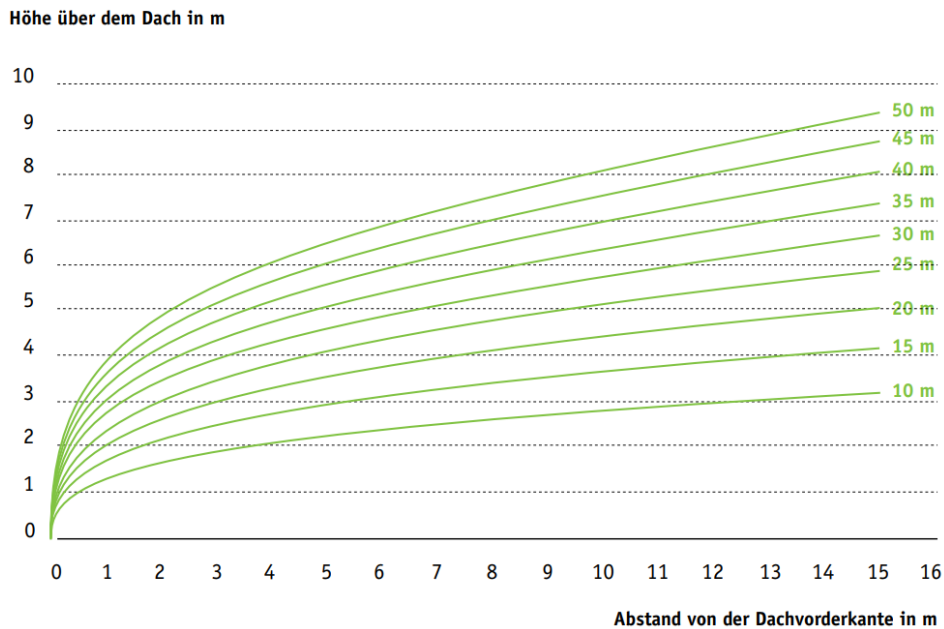


Abbildung 37: Verlauf der Strömungsablösung an einem quaderförmigen Gebäude in Abhängigkeit von der Gebäudehöhe ( $\bar{v}=2,4$  m/s) (Twele et al. 2013)

Die Positionierung der KWEA in Relation zu deren unmittelbaren Umgebung (Hindernisse) hat damit einen großen Einfluss auf die Windgeschwindigkeit und in der Folge auf den Ertrag. Um die Windgeschwindigkeit auf dem Dach der ENERGYbase zu erhöhen, werden folgende konkrete Gestaltungsmöglichkeiten vorgeschlagen:

(1) Anpassung der Dachform: Nach den Erkenntnissen von Toja-Silva et al. (2015) und Abohela et al. (2011) wurde festgestellt, dass kugelförmige und gewölbte Dachformen sich am besten für die Montage von KWEA eignen, da sie höhere Windgeschwindigkeiten und geringere Turbulenzintensitäten über den Dächern begünstigen. Lorbeer (2017) folgert daher, dass eine Abrundung oder die Verlängerung der Dachkanten am Dach der ENERGYbase in eine der Hauptwindrichtungen zu einer Verringerung der Turbulenz und einer Erhöhung der Windgeschwindigkeit führen würden. Eine Erhöhung des Gebäudes (beispielsweise Errichtung eines fünften Stockwerks) oder eine Drehung der ENERGYbase um  $90^\circ$  im Uhrzeigersinn würden nach Lorbeer (2017) eine vergleichsweise geringere Windleistungssteigerung bewirken.

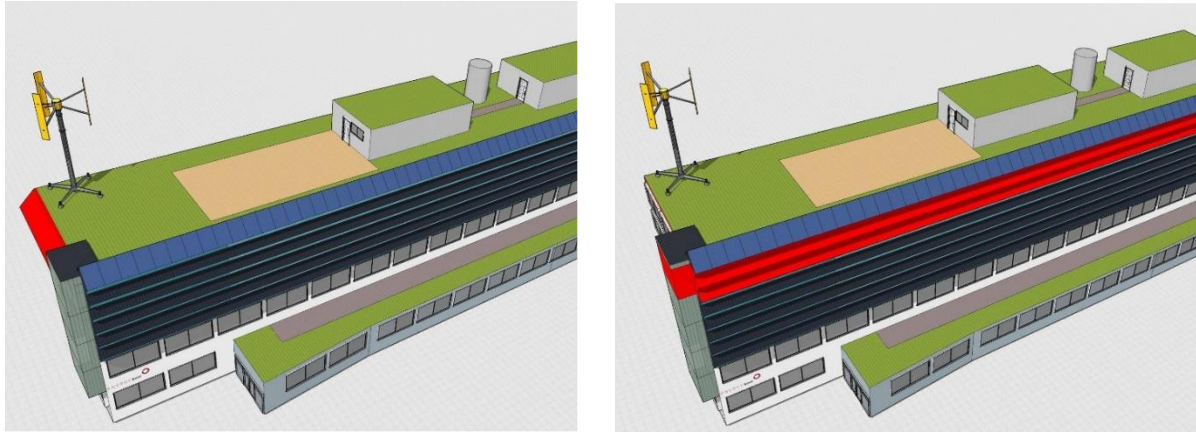


Abbildung 38: Bauliche Maßnahmen zur Erhöhung der mittleren Windgeschwindigkeit am Standort ENERGYbase: Abrundung oder Verlängerung der Dachkanten (links) sowie Erhöhung des Gebäudes (rechts) (Lorbeer 2017)

Ein Ansatz zur Optimierung der Gebäudegeometrie in Bezug auf dessen Strömungseigenschaften ist das Anbringen von Leitblechen an der westlichen Fassade/Dachkante des Gebäudes, da aus dieser Hauptwindrichtung die höchsten Geschwindigkeiten gemessen wurden. Eine weitere Möglichkeit ist die Anbringung von rampenförmig angeordneten Leitblechen, welche den Wind aus den ermittelten Hauptwindrichtungen komprimieren und beschleunigen, ähnlich wie es bei den Untersuchungen von Abohela et al. (2011) im Falle des Sägezahnförmigen Dachs der Fall ist. Der Vorteil der Leitblech-Lösungen gegenüber von einschneiden Veränderungen der Gebäudegeometrie ist, dass sie relativ kostengünstig und einfach realisierbar sind.

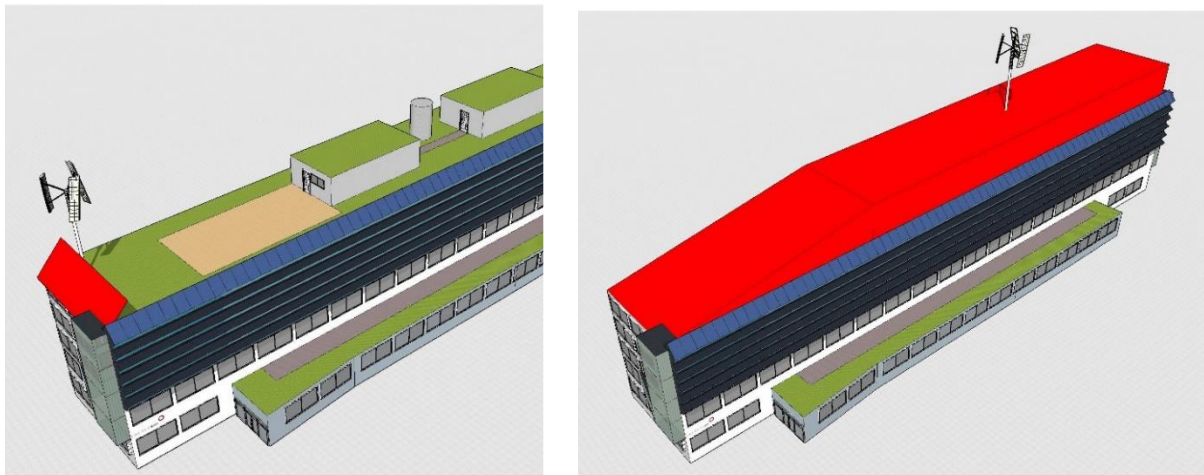


Abbildung 39: Bauliche Maßnahmen zur Erhöhung der mittleren Windgeschwindigkeit am Standort ENERGYbase: Leitbleche an der westlichen Fassade/Dachkante (links) bzw. zusätzliches Stockwerk mit Rampe an der westlichen Fassade/Dachkante und geändertes Position der KWEA (rechts)

(2) Position und Nabenhöhe: Wie in Abbildung 40 ersichtlich, variieren die lokalen Windverhältnisse am Dach der ENERGYbase in Abhängigkeit der gewählten Position sowie der Höhe über Dach. Der Einfluss der Positionierung wird deutlich, wenn man die Messpunkte 1 (Gebäudemitte) und 6 (Standort der Kleinwindkraftanlage) vergleicht. Diese befinden sich in nahezu identer Höhe über Dach, die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit liegt jedoch bei MP1 (Gebäudemitte) um ca. 5 % höher als bei MP6.

Der Einfluss der Höhe zeigt sich im Vergleich der Messpunkte 1 und 2. Diese beiden Messpunkte befinden sich an derselben Position in der Mitte des Gebäudes unmittelbar zwischen zwei ca. 2,5 m hohen Dachaufbauten. Während sich Messpunkt 1 in 10 m Höhe über Dach befindet, liegt Messpunkt 2 vier Meter tiefer, was zu einer um 20 % geringeren mittleren Jahreswindgeschwindigkeit führt als bei MP1.

Nähere Informationen zu den in Abbildung 40 dargestellten Messpunkten sind in Abbildung 29 zu finden.

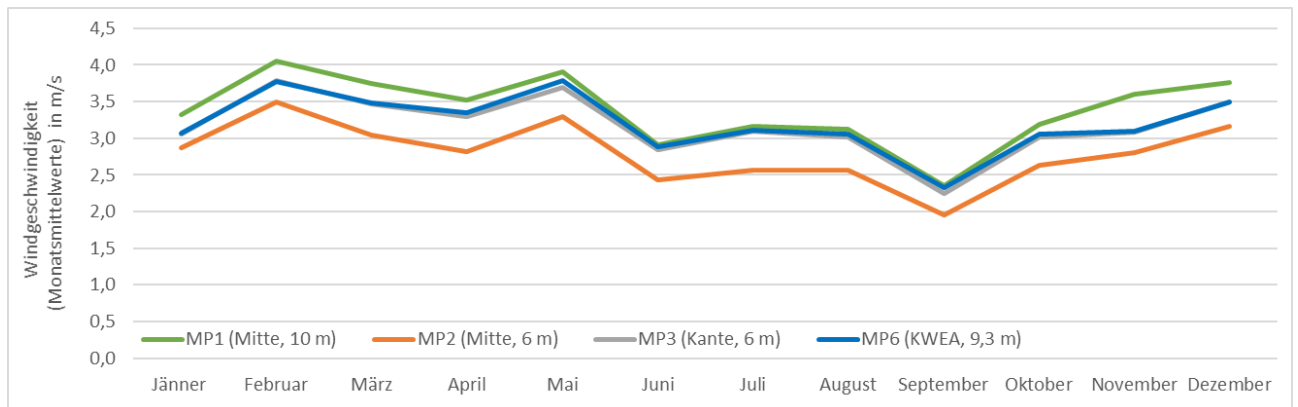


Abbildung 40: Gemessene mittlere Windgeschwindigkeit (Monatswerte) an unterschiedlichen Positionen und in unterschiedlichen Höhen am Dach der ENERGYbase im Jahr 2016 (Quelle: Eigene Darstellung)

Diese Messergebnisse werden auch durch die von Auer (2015) durchgeführte CFD Simulation der Strömungsverhältnisse rund um die ENERGYbase bestätigt. Wie in Abbildung 41 ersichtlich, variiert die Windgeschwindigkeit am Dach der ENERGYbase in Abhängigkeit der Position sowie der Windrichtung. Vor allem die Strömungsablösung (siehe Twele 2013) am Nachbargebäude bei Hauptwindrichtung 300° führt zu deutlich reduzierten Windgeschwindigkeit am westlichen Ende der ENERGYbase.

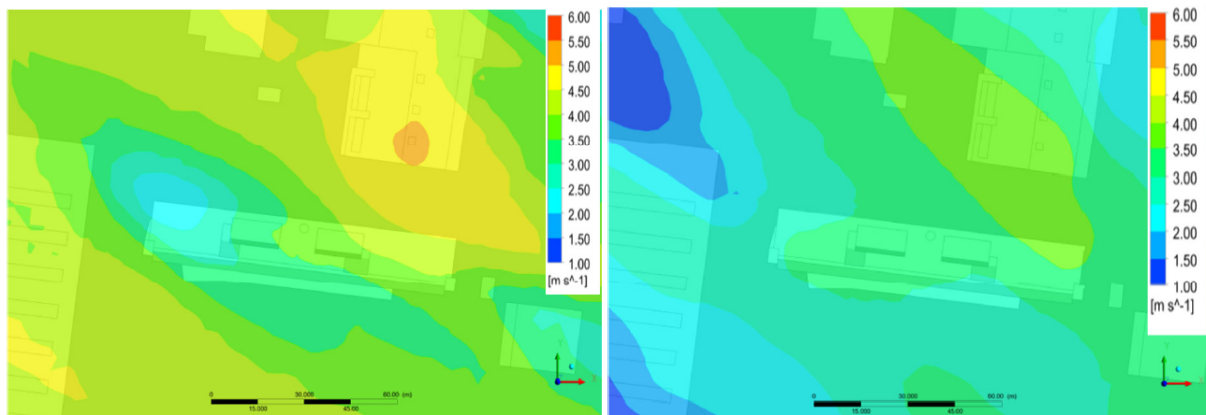


Abbildung 41: Betrag der Windgeschwindigkeit am ENERGYbase für Episode D: 300° (links) sowie Episode B: 135° (rechts). Horizontalschnitt X-Y ca. 10 m über Dach (Auer 2015)

Die Ergebnisse dieser Untersuchung legen somit nahe, dass die Montage der KWEA am anderen (östlichen) Ende der ENERGYbase eine Steigerung des Ertrags zur Folge hätte.

Nähere Informationen zu Methodik sowie den Ergebnissen sind in Deliverable 2.3 „Gestaltungsmöglichkeiten zur Erhöhung der mittleren Windgeschwindigkeit am Standort der Kleinwindkraftanlage“ zu finden.

## 4.5 Optimierung des Startverhaltens

Ohne Zuschaltung des Generators wäre ein Darrieus-Helix-Rotor mit drei konventionellen Flügeln grundsätzlich in der Lage selbstständig zu starten. Bei zugeschaltetem Generator ist dessen Reibungswiderstand allerdings zu groß. Um das Anlaufen der Anlage zu ermöglichen, kann beispielsweise die Anzahl der Flügel erhöht, ein zusätzlicher Savoniusrotor integriert oder eine elektrische Starthilfe durch den Generator realisiert werden. Die auf der ENERGYbase montierte KWEA CVT-50 wird ab einer Windgeschwindigkeit von 2,5 m/s elektrisch gestartet. Bei dem zur Ermittlung der Windgeschwindigkeit verwendeten Messgerät handelt es sich um ein Schalenkreuzanemometer, welches am Mast der KWEA in einer Höhe von 2,6 m (im weiteren Verlauf Messpunkt 5 genannt) angebracht ist. Im Vergleich dazu beträgt die Nabenhöhe der KWEA 9,3 m (über Dach).

Abbildung 42 zeigt, dass Windgeschwindigkeit, turbulente kinetische Energie und Turbulenzintensität an Gebäude- bzw. Dachkanten selbst bei geringen Höhenunterschieden stark variieren können (Auer 2015). Dies legt den Schluss nahe, dass die Position des Anemometers den Betrieb der Kleinwindkraftanlage negativ beeinflusst, da die Anlage nicht aufgrund der tatsächlichen Windverhältnisse am Rotor gestartet wird, sondern auf Basis der unter Umständen abweichenden Windverhältnisse am mehrere Meter unterhalb liegenden Messpunkt. Im Rahmen des Projekts „Urbane Windenergie“ wurde daher untersucht, ob die Position des Anemometers für die Steuerung des Startverhaltens der Kleinwindkraftanlage geeignet ist und in welchem Ausmaß die Position des Anemometers das Startverhalten der Kleinwindkraftanlage beeinflusst.

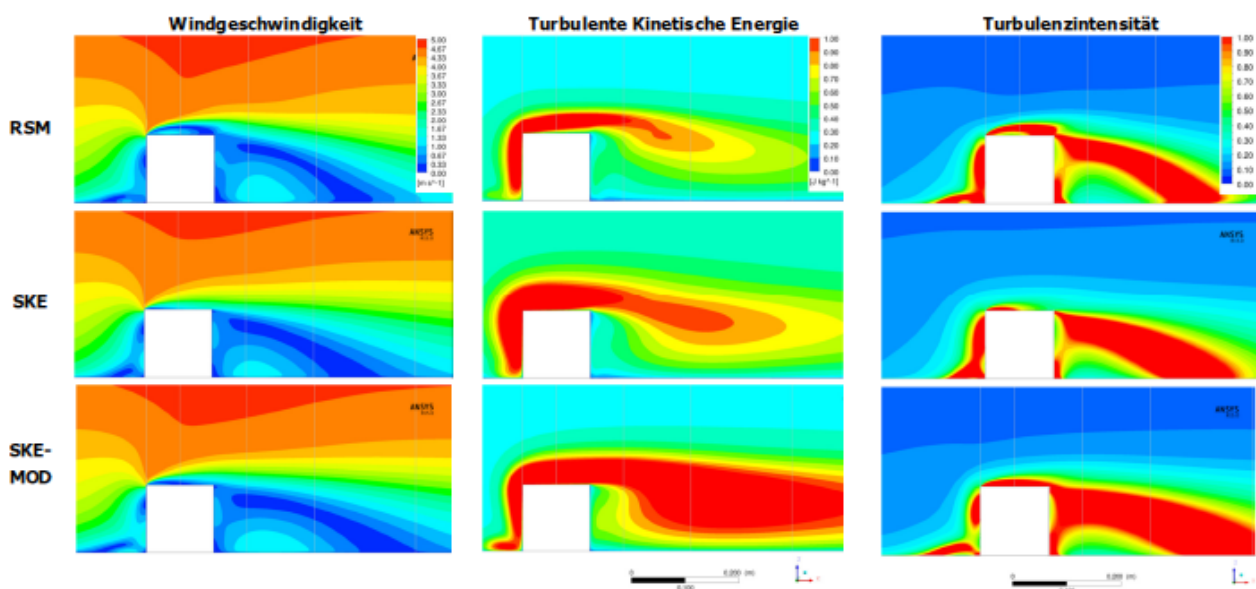


Abbildung 42: Darstellung der Windbedingungen an Gebäuden mithilfe unterschiedlicher Simulationssoftware (Auer 2015)

Anmerkung: Der Betrieb der CVT-50 musste bereits vor Projektstart aufgrund technischer Defekte eingestellt werden. Vom Einsatz einer neuen Anlage an dieser Stelle wurde im Verlauf des Projekts aufgrund sicherheitstechnischer Aspekte Abstand genommen.

#### **4.5.1 Methode**

Die Untersuchungen wurden auf Basis von Windmessdaten vom Dach der ENERGYbase aus dem Jahr 2017 durchgeführt. Am Dach der ENERGYbase werden seit 2015 die Windverhältnisse an fünf verschiedenen Messpunkten, verteilt auf drei Windmasten, messtechnisch hochauflösend (Intervall 1 Sek.) erfasst und gespeichert. Die Position der einzelnen Messpunkte am Dach der ENERGYbase ist in Abbildung 29 dargestellt. Messpunkt 5 stellt dabei jenes Anemometer dar, welches bisher das Startverhalten der Kleinwindkraftanlage gesteuert hat. Messpunkt 6 befindet sich am Mast der Kleinwindkraftanlage exakt in Höhe der Rotornabe (Rotor wurde davor demontiert). Mit dem dort montierten Schalenkreuzanemometer können die tatsächlichen Windverhältnisse in Nabenhöhe erfasst werden. Dieser Messpunkt dient in der Folge als Referenzmesspunkt, da er die tatsächlichen Windverhältnisse an der KWEA erfasst.

Um herauszufinden, welcher Messpunkt die geringste Abweichung zum Referenzmesspunkt aufweist und sich damit zumindest aus strömungstechnischer Sicht am besten zum aktiven Starten der Anlage eignet, wurden die vorhandenen Messdaten in der Folge mittels MatLab aufbereitet und analysiert. Für eine erste visuelle Überprüfung wurden zuerst Windrosen für alle Messpunkte erstellt. Darauf aufbauend wurde für alle fünf Messpunkte die Abweichung der horizontalen Windgeschwindigkeiten zum Referenzmesspunkt (Messpunkt 6) bei einer Windgeschwindigkeit von 2,5 m/s am Referenzmesspunkt (der Startgeschwindigkeit der CVT-50) ermittelt und verglichen. Die Windgeschwindigkeit am Referenzmesspunkt 6 wurde dabei mit einem Toleranzbereich von 0,05 m/s betrachtet.

#### **4.5.2 Inhaltliche Darstellung und Ergebnisse**

Bereits eine Analyse der Windrosen für die untersuchten Messpunkte zeigt, dass sich sowohl die Windgeschwindigkeit als auch die Windrichtung an den verschiedenen Messpunkten erheblich voneinander unterscheiden. Besonders auffällig ist, dass die Windgeschwindigkeit bei Messpunkt 5 unter der Windgeschwindigkeit an allen anderen Messpunkten liegt. Auch Messpunkt 4, der sich in ähnlicher Höhe und an derselben Dachkante wie Messpunkt 5 befindet, weist höhere Windgeschwindigkeiten auf. Weiters wird an Messpunkt 5 häufiger der Messwert 0 ausgegeben, als an allen anderen Messpunkten. Aus diesem Grund wird im weiteren Verlauf der Arbeit davon ausgegangen, dass das Anemometer an Messpunkt 5 fehlerhaft ist. Der Grund dafür liegt mit hoher Wahrscheinlichkeit daran, dass das Anemometer deutlich älter als die anderen fünf Anemometer ist und möglicherweise einen Lagerschaden hat oder schlicht wartungsbedürftig sein könnte.

In Abbildung 43 wird die Abweichung der horizontalen Windgeschwindigkeit zum Referenzmesspunkt bei einer Windgeschwindigkeit von 2,5 m/s am Referenzmesspunkt 6 – der Startgeschwindigkeit) dargestellt. Die blauen Rechtecke zeigen jeweils jenen Bereich, in dem 95 % aller Abweichungen liegen. Die schwarzen Striche zeigen den Bereich an, in dem



sich die Abweichung in den restlichen 5 % aller Fälle befindet. Der rote Strich stellt die mittlere Abweichung dar. Bei den rot dargestellten Kreuzen handelt es sich um einzeln auftretende Messwerte mit außergewöhnlich hoher Abweichung.

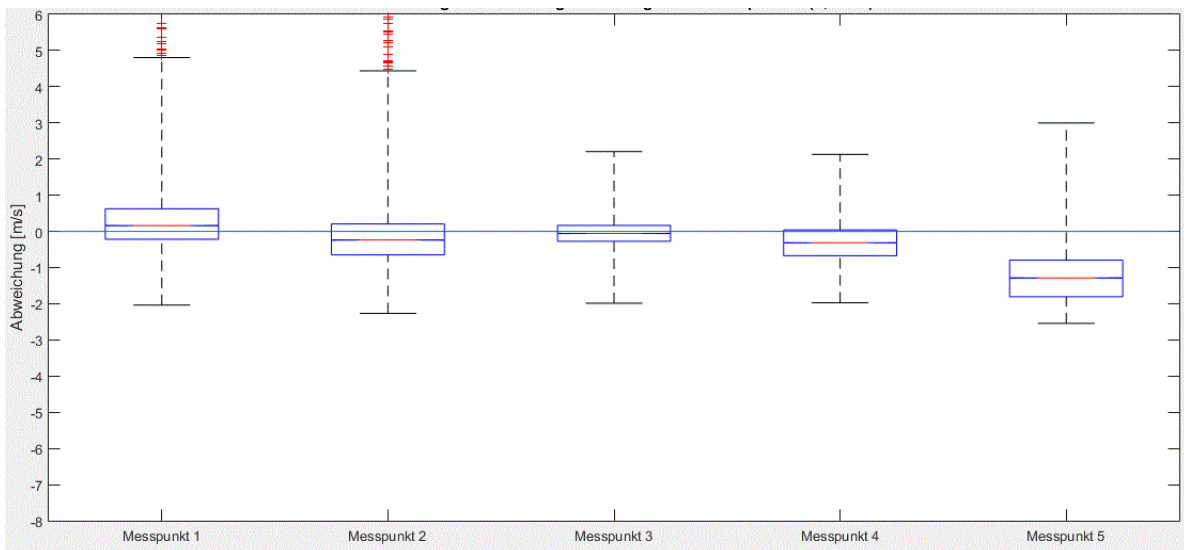


Abbildung 43: Abweichung der Windgeschwindigkeit an den fünf Messpunkten zur Windgeschwindigkeit von 2,5 m/s am Referenzmesspunkt 6 (eigene Darstellung)

Messpunkt 3 weist dabei die geringsten Abweichungen zum Referenzmesspunkt auf. Dies ist insofern nachvollziehbar, da sich Messpunkt 3 in unmittelbarer Nähe zur Referenzpunkt sowie in annähernd gleicher Höhe befindet. Dass die Distanz zwischen zwei Messpunkten eine entscheidende Rolle spielen kann, wird ersichtlich, wenn man die Messpunkte 2 und 3 vergleicht. Obwohl beide Messpunkte in gleicher Höhe montiert sind, liegen die bei Messpunkt 2 ermittelten Werte deutlich unter jenen am Messpunkt 3. Hier liegt der Schluss nahe, dass Messpunkt 2 durch die Lage in der Mitte des Daches von den Dachaufbauten teilweise abgeschirmt wird.

Die teils deutlichen Abweichungen zeigen, dass die Platzierung des Anemometers, das für das Startverhalten der Anlage verantwortlich ist, erheblichen Einfluss auf das Startverhalten der Anlage haben kann, selbst wenn die Messpunkte scheinbar nicht weit voneinander entfernt sind. Die größte Abweichung der Windgeschwindigkeit von der Windgeschwindigkeit am Referenzmesspunkt 6 tritt am Messpunkt 5 auf, also bei jenem Anemometer, das für das Startverhalten der Anlage verantwortlich ist. Damit liegt der Schluss nahe, dass alle anderen Messpunkte besser für die Steuerung des Startverhaltens geeignet wären, wobei Messpunkt 3 die geringsten Abweichungen aufweist und damit folglich am besten geeignet ist. Inwiefern sich Abweichungen in der Windgeschwindigkeit tatsächlich auf das Start- und Betriebsverhalten auswirken, wird in Kapitel 5 näher untersucht.

Nähere Informationen zu Methodik sowie den Ergebnissen sind in Deliverable 2.3 „Gestaltungsmöglichkeiten zur Erhöhung der mittleren Windgeschwindigkeit am Standort der Kleinwindkraftanlage“ zu finden.

## 5 Wirkungsanalyse

Im Zuge einer experimentellen Wirkungsanalyse wurden planungs- und sicherheitstechnische Aspekte für die Anwendung von KWEA im urbanen Raum untersucht. Dazu wurden unter anderem folgende Untersuchungen durchgeführt:

- Evaluierung des Betriebsverhaltens
- Vermessung der Leistungskennlinien
- Messung der Schallemissionen
- Vibrations- und Schwingungsmessungen
- Power Quality Messungen

### 5.1 Evaluierung des Betriebsverhaltens

Da Ertrag, Qualität und damit verbunden die Betriebssicherheit einer KWEA entscheidende Kriterien für den Betrieb sind, wurde im Forschungsprojekt das Betriebsverhalten von drei unterschiedlichen KWEA in ruraler Umgebung sowie einer KWEA in städtischer Umgebung über mindestens sechs Monate aufgezeichnet.

Als Alternative zum ursprünglich geplanten urbanen Standort ENERGYbase (Giefinggasse 6, 1210 Wien) wurde der Kraftwerkspark Simmering (1110 Wien) ausgewählt, um die KWEA Schachner SW5 im urbanen Umfeld zu testen. Im Vergleich zum Standort ENERGYbase zeichnet sich der Kraftwerkspark durch eine geringere Verbauungsdichte aus. Der Kraftwerkspark Simmering kann dadurch als urban/industrieller Standort charakterisiert werden, an dem im Messzeitraum eine mittlere Windgeschwindigkeit von 4 m/s gemessen wurde.

#### 5.1.1 Methode

Um Qualität, Betriebssicherheit und Leistungsvermögen der getesteten KWEA zu überprüfen, wurden Langzeitmessungen im Energieforschungspark Lichtenegg sowie im Kraftwerkspark Simmering durchgeführt. Neben dem Ertrag wurde unter anderem die technische Verfügbarkeit der Anlage ermittelt, sprich jene Zeit, in der die Anlage funktionsfähig ist und bei entsprechendem Wind Energie produzieren könnte. Diese ist ein Indikator für die Qualität einer KWEA, da häufige Defekte und damit verbunden eine niedrige technische Verfügbarkeit unweigerlich den Ertrag negativ beeinflussen.

#### 5.1.2 Amperius VK250 im Energieforschungspark Lichtenegg

<b>Vermessungszeitraum</b>	22.06.2016 bis 24.11.2016
<b>Nabenhöhe</b>	20 m

Im Vermessungszeitraum (22.06.2016 bis 24.11.2016) wurden 817 kWh generiert, wobei 2.448 kWh laut einer Hochrechnung auf Basis der Leistungskennlinie des Herstellers generiert

werden sollten. Nach Auswertung der Zeiträume, in denen trotz geeigneter Windbedingungen keine Energie erzeugt wurde, ergibt sich eine technische Verfügbarkeit von 58 %. Ursache für diese geringe Verfügbarkeit war ein Softwareproblem im Wechselrichter, wie nachträglich in Zusammenarbeit mit dem Hersteller festgestellt wurde. Der Ertrag liegt dabei teilweise um das Vier- bis Fünffache unter den Angaben des Herstellers.

Relevante Ereignisse: Während der Schallvermessung kam es zu einem Schadensfall. Anfang März brach im Energieforschungspark Lichtenegg eine Strebe der VK250, wodurch in der Folge das gesamte Rotorblatt inkl. Verstrebungen abbrach. Nach der Reparatur der Anlage wurde diese erneut im Energieforschungspark Lichtenegg installiert. Nach einigen Monaten ergab eine Untersuchung der VK250 durch einen Statiker, dass ein neuerlicher Defekt der Anlage am Standort ENERGYbase nicht auszuschließen ist, da sich bereits erste Verschleißerscheinungen an den Streben andeuten. Das Konsortium hat daher beschlossen, aus sicherheitstechnischen Gründen von einer Montage der VK250 auf der ENERGYbase abzusehen.

### 5.1.3 Windspot im Energieforschungspark Lichtenegg

<b>Vermessungszeitraum</b>	01.10.2014 bis 31.01.2016
<b>Nabenhöhe</b>	19 m

Im Vermessungszeitraum (01.10.2014 bis 31.01.2016) wurden 3.839 kWh generiert, wobei 5.460 kWh laut einer Hochrechnung auf Basis der Leistungskennlinie des Herstellers generiert werden sollten. Nach Auswertung der Zeiträume, in denen trotz geeigneter Windbedingungen keine Energie erzeugt wurde, ergibt sich eine technische Verfügbarkeit von 81 %.

Relevante Ereignisse: Am 04.02.2016 brach während eines Sturms der Adapter der KWEA Windspot, die KWEA wurde dabei vollständig zerstört. Der Grund für den Zwischenfall kann nicht exakt bestimmt werden, vermutet wird jedoch eine Materialermüdung im Adapter in Zusammenspiel einer extrem hohen Windlast (ca. 21 m/s, 43 % TI) und einer Vereisung der Pitchverstellung der Rotorblätter. Da der Hersteller der Anlage mittlerweile den Betrieb eingestellt hat, musste die Windspot-Anlage gegen eine andere KWEA getauscht werden.

### 5.1.4 Schachner SW5 im Energieforschungspark Lichtenegg

<b>Vermessungszeitraum</b>	01.10.2014 bis 30.04.2017
<b>Nabenhöhe</b>	12 m

Im Vermessungszeitraum (01.10.2014 bis 30.04.2017) wurden 16.718 kWh generiert, wobei 22.569 kWh laut einer Hochrechnung auf Basis der Leistungskennlinie des Herstellers generiert werden sollten. Nach Auswertung der Zeiträume, in denen trotz geeigneter Windbedingungen keine Energie erzeugt wurde, ergibt sich eine technische Verfügbarkeit von

84 %, wobei vereinzelt auch Ausfälle der Stromversorgung im Forschungspark für Ertragsverluste verantwortlich waren (siehe Betriebsereignisse).

Relevante Ereignisse: Innerhalb der Projektlaufzeit wurden keinerlei größere Schäden noch technisch bedingte Ausfälle verzeichnet.

### 5.1.5 Schachner SW5 im Kraftwerkspark Simmering

<b>Vermessungszeitraum</b>	21.04.2018 bis 19.08.2018
<b>Nabenhöhe</b>	25 m

Im Vermessungszeitraum (21.04.2018 bis 19.08.2018) wurden 248 kWh von der KWEA erzeugt, laut einer Hochrechnung auf Basis der Leistungskennlinie des Herstellers hätten 716 kWh erzeugt werden sollen. Die große Diskrepanz entsteht aufgrund oftmaligen Anlaufens der Anlage, jedoch geringer bis keiner Energieproduktion aufgrund zu geringer Windgeschwindigkeiten. Die technische Verfügbarkeit der Anlage betrug 86 %.

Nähere Informationen zu Methodik sowie den Ergebnissen sind in Deliverable 1.2 Betriebsverhalten zu finden.

## 5.2 Vermessung der Leistungskennlinien

### 5.2.1 Methode

Das Ziel der Untersuchungen im Energieforschungspark Lichtenegg ist die Bestimmung der Leistungskennlinie der beiden KWEA auf Basis von gemessenen Leistungs- und Windgeschwindigkeitspaaren (1-Minuten-Mittelwerte). Die Vermessung der Leistungskennlinie und die Auswertung der Daten erfolgte nach den Vorgaben der IEC Norm 61400-12-1 (2005). Dabei wurde insbesondere auch der Anhang H „Power Performance testing of small wind turbines“ berücksichtigt, da die vom Rotor überstrichene Fläche der zu vermessenden Windkraftanlage kleiner als 200 m<sup>2</sup> ist und somit die Anlage zu den Kleinwindkraftanlagen zählt.

Als Infrastruktur wurde ein Kippmast für die KWEA sowie ein 19 m hoher Windmessmast genutzt. Der Windmessmast wurde nach Projektstart einer kompletten Wartung mit vollständigem Austausch der Sensorik unterzogen. Sämtliche Sensoren wurden vor Start der Untersuchungen neu kalibriert. Zusätzlich wurde ein beheiztes 3D-Ultraschallanemometer installiert, um ergänzend zu Windgeschwindigkeit und Richtung auch die vertikale Windkomponente zu erfassen. Die Messung der elektrischen Wirkleistung der KWEA erfolgte auf der Niederspannungsebene (400 V) mit einem Wirkleistungsmessumformer des Typs Sineax P530. Für die Wirkleistungsmessung wurden zusätzlich drei Stromwandler vom Typ WSK-30, 20/5A eingesetzt. Die Drehzahl wurde mit Hilfe eines Frequenzübertragers galvanisch getrennt von der Generatorspannung abgegriffen. Mit einem elektronischen Signalumformer wurde dieses drehzahlproportionale Signal zu einer für den Datenlogger geeigneten 5-Volt Rechteckspannung aufbereitet. Die Berechnung der Drehzahl aus den

aufgezeichneten Rohdaten wurde unter Berücksichtigung der Polanzahl des Generators durchgeführt.



Abbildung 44: Amperius VK250 auf Kippmast, daneben der Windmessmast (eigene Darstellung)

### 5.2.2 Amperius VK250 im Energieforschungspark Lichtenegg

Die KWEA Amperius VK250 der KD Stahl- und Maschinenbau GmbH mit einer Nennleistung von 5 kW und einem Rotordurchmesser von 5 m ist eine vertikal laufende Windturbine mit einem Darrieus-Helix-Rotor. Die von einem permanent erregten Generator erzeugte elektrische Energie wird über einen Wechselrichter ins öffentliche Stromnetz geleitet (400 V, 50 Hz). Trotz der üblicherweise hohen Anlaufgeschwindigkeiten eines Darrieus-Rotors läuft die Amperius VK250 bereit bei ca. 2 m/s Windgeschwindigkeit an und beginnt ab etwa 3 m/s mit der Netzeinspeisung.

Abbildung 45 zeigt die gemessene Leistungskurve gemäß der IEC Norm 61400-12-1 für die KWEA Amperius VK250. Dargestellt sind die abgegebene elektrische Leistung [ $P_{el}$ ] und der Gesamtleistungsbeiwert [ $c_p$ ], aufgetragen über der Windgeschwindigkeit [ $v$ ]. Die KWEA erreicht bei einer Windgeschwindigkeit von zirka 9,0 m/s ihre höchste Leistung von 1.315 W. Den höchsten Wirkungsgrad zeigt die KWEA Amperius VK250 bei einer Windgeschwindigkeit von 8,0 m/s. Die besten Leistungsbeiwerte werden im Bereich von 7,0 – 8,5 m/s erreicht, wobei der der höchste Wert in diesem Bereich bei 19 % liegt.

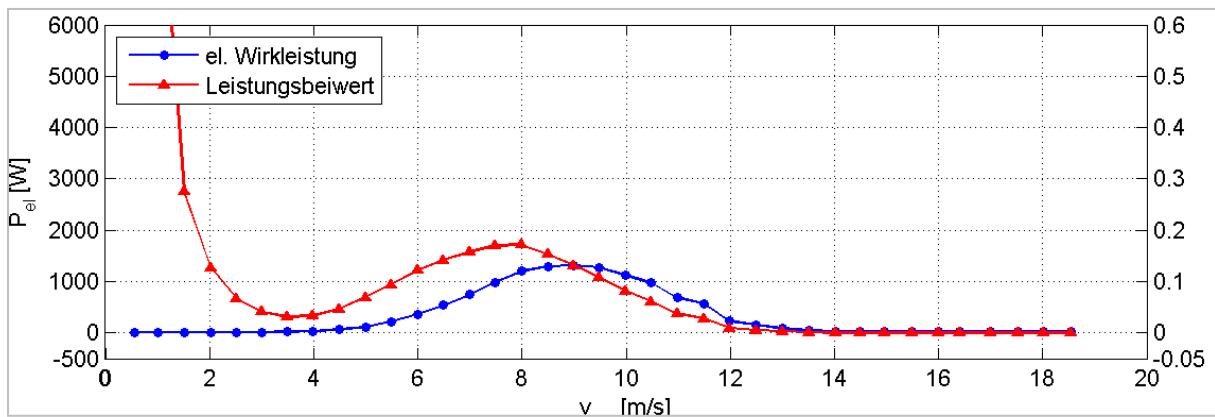


Abbildung 45: Bin-gemittelte Leistungskurve der VK250 (Quelle: Eigene Darstellung)

Erwähnenswert ist, dass es während der Vermessung der Leistungskurve bedingt durch die Anlagensteuerung vor allem bei hohen Windgeschwindigkeiten häufig zu Anlagenstillständen kam. Da gemäß den Vorgaben der IEC Norm 61400-12-1 bei der Auswertung ein zusammenhängender Messzeitraum zu verwenden ist, wirken sich diese Anlagenstillstände auch auf die Leistungskurve aus.

Entgegen der IEC Norm 61400-12-1 wurde die Datenbasis des Leistungsverhaltens der KWEA Amperius VK250 von den Anlagenstillständen und den Betriebsstörungen bereinigt. Die bereinigte Leistungskurve kann der folgenden Abbildung entnommen werden. Diese nicht normgerecht erstellte Leistungskennlinie gibt jedoch nicht das tatsächliche Leistungsverhalten der KWEA wieder, sondern stellt lediglich das Optimierungspotenzial der Steuerung dar.

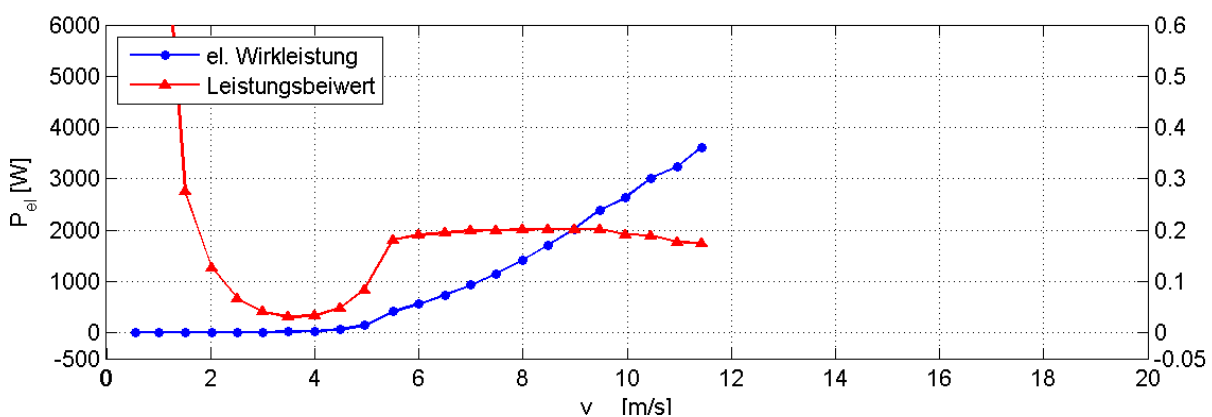


Abbildung 46: Bin-gemittelte bereinigte Leistungskurve (nicht IEC Norm 61400-12-1 [1] konform) (Quelle: Eigene Darstellung)

### 5.2.3 Windspot im Energieforschungspark Lichtenegg

Bei der KWEA Windspot 1,5 kW der Firma SONKYO ENERGY GmbH handelt es sich um einen drei-flügeligen Luvläufer mit horizontaler Drehachse und einem Rotordurchmesser von ca. 4 Metern. Die drehenden Blätter des Windgenerators wandeln die kinetische Energie des Windes in einen Drehimpuls, der auf eine Welle wirkt. Die Welle dreht einen Dauermagnetgenerator, der Strom erzeugt. Der Strom wird über die Leitungen als dreiphasiger Wechselstrom turmabwärts übertragen. Die Windfahne dreht den Rotor gegen den Wind. Das Kugellager am Mast erlaubt der Turbine, dem Wind in alle Richtungen zu folgen. Das variable Pitch-System beschränkt den Rotor in der Drehzahl und damit die

Generatorleistung, um die Turbine vor starken Winden und Überlastung zu schützen. Das variable Pitch-System wird von einem Paraboloid-förmigen Gehäuse geschützt.

Abbildung 47 zeigt die gemessene Leistungskurve gemäß der IEC Norm 61400-12-1 für die KWEA Windspot 1,5 kW. Dargestellt sind die abgegebene elektrische Leistung  $[P_{el}]$  und der Leistungsbeiwert  $[c_p]$ , aufgetragen über der Windgeschwindigkeit  $[v]$ . Die KWEA erreicht bei einer Windgeschwindigkeit von ca. 11,0 m/s eine Leistung von 1.250 W. Die besten Leistungsbeiwerte werden im Bereich von 3,5 – 5,0 m/s erreicht, wobei der höchste Wert in diesem Bereich bei 29 % liegt.

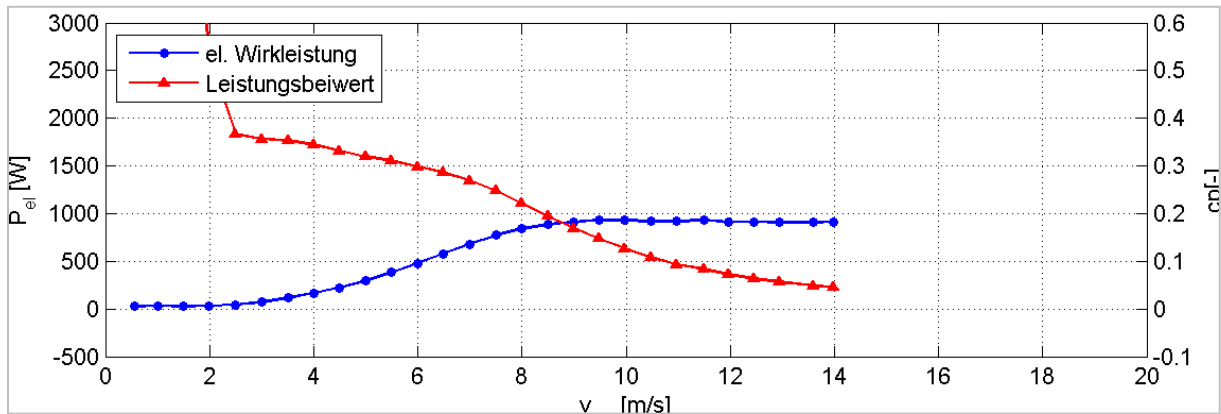


Abbildung 47: Bin-gemittelte Leistungskurve der Windspot 1,5 kW (Quelle: Eigene Darstellung)

Gemäß den Forderungen der IEC Norm 61400-12-1 wurde der jährliche Energieertrag (AEP) sowohl basierend auf der gemessenen Leistungskurve, als auch basierend auf der extrapolierten Leistungskurve für die Normluftdichte von  $1,225 \text{ kg/m}^3$  und unter Annahme einer Rayleigh-Häufigkeitsverteilung berechnet. Dabei ergeben sich die nachfolgend dargestellten AEPs für die mittleren Jahreswindgeschwindigkeiten von 4,0 - 11,0 m/s.

v mittel	AEP	AEP extrapoliert	AEP/AEP extrapoliert	IEC 61400-12-1
[m/s]	[MWh]	[MWh]	[-]	
4,0	1,8	1,8	1,000	
5,0	2,9	2,9	1,000	
6,0	3,9	4,0	0,975	
7,0	4,6	5,1	0,902	*
8,0	4,9	5,9	0,831	*
9,0	5,0	6,6	0,758	*
10,0	4,9	7,2	0,681	*
11,0	4,7	7,6	0,618	*

\*gemäß IEC 61400-12-1 "unvollständig" (AEP unter 95% von AEP extrapoliert)

Abbildung 48: Jahresenergieertrag (AEP) der KWEA als Funktion der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit in Nabenhöhe

Am 4. Februar 2016 brach während eines Sturms der Adapter (Zwischenstück zwischen Mast und Rotor) der KWEA Windspot. Wie auf den folgenden Bildern ersichtlich, wurde die KWEA

dabei vollständig zerstört. Die Windgeschwindigkeit zu diesem Zeitpunkt betrug 20,8 m/s mit einer Turbulenzintensität von 43,16 % bei einer Anlagendrehzahl von 144,6 U/min.

#### 5.2.4 Schachner SW5 im Kraftwerkspark Simmering

Die KWEA der Firma Schachner Wind GmbH wurde bereits im Projekt „Kleinwindkraftanlagen“ im Energieforschungspark Lichtenegg untersucht und eine Leistungskennlinie in Anlehnung an die Norm EN 61400-12-1 erstellt. Im vorliegenden Projekt wurde nun die LK am Standort Kraftwerkspark Simmering ermittelt (siehe Abbildung 49). Die Anlage wurde im Dezember 2017 installiert, der Messzeitraum erstreckt sich von 21.04.2018 bis 19.08.2018, da die Anlage aufgrund von Vereisungsgefahr in den Wintermonaten nicht in Betrieb war.



Abbildung 49: KWEA Schachner SW5 im Kraftwerkspark Simmering (Quelle: Eigene Darstellung)

Abbildung 50 zeigt die erstellte Leistungskennlinie für die SW05 bis zu einer Windgeschwindigkeit von 10 m/s. Aufgrund unzureichender Messdaten kann das Leistungsverhalten der Anlage oberhalb von 10 m/s nicht mehr abgebildet werden. Die Leistungskennlinie entspricht daher nicht vollständig den Anforderungen der Norm IEC 61400-12-1.

Dargestellt sind die abgegebene elektrische Leistung [ $P_{el}$ ] und der Gesamtleistungsbeiwert [ $c_p$ ], aufgetragen über der Windgeschwindigkeit [ $v$ ]. Die besten Leistungsbeiwerte werden im Bereich von 4,0 – 5,0 m/s erreicht, wobei der der höchste Wert in diesem Bereich bei 28 % liegt.



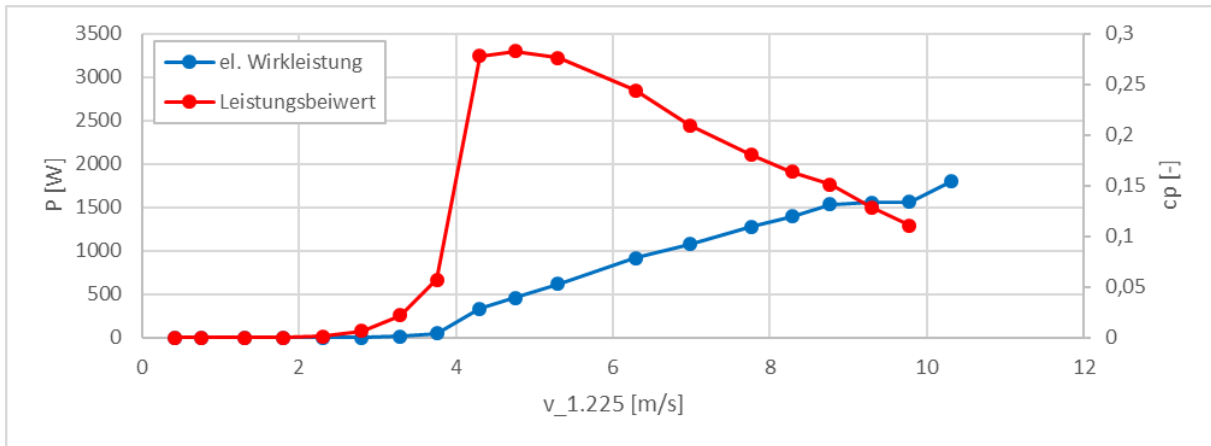


Abbildung 50: Normgerechte LK Schachner SW5 - Kraftwerkspark Simmering (Quelle: Eigene Darstellung)

Parallel zur (annähernd) normgerechten Leistungskennlinie wurden zusätzlich mehrere Leistungskennlinien für unterschiedliche Turbulenzintensitäten ermittelt (siehe Abbildung 51), um damit das Leistungsverhalten bei verschiedenen Turbulenzintensitäten darzustellen. Dazu wurden auch Windsektoren, die laut Norm auszuschließen sind, berücksichtigt.

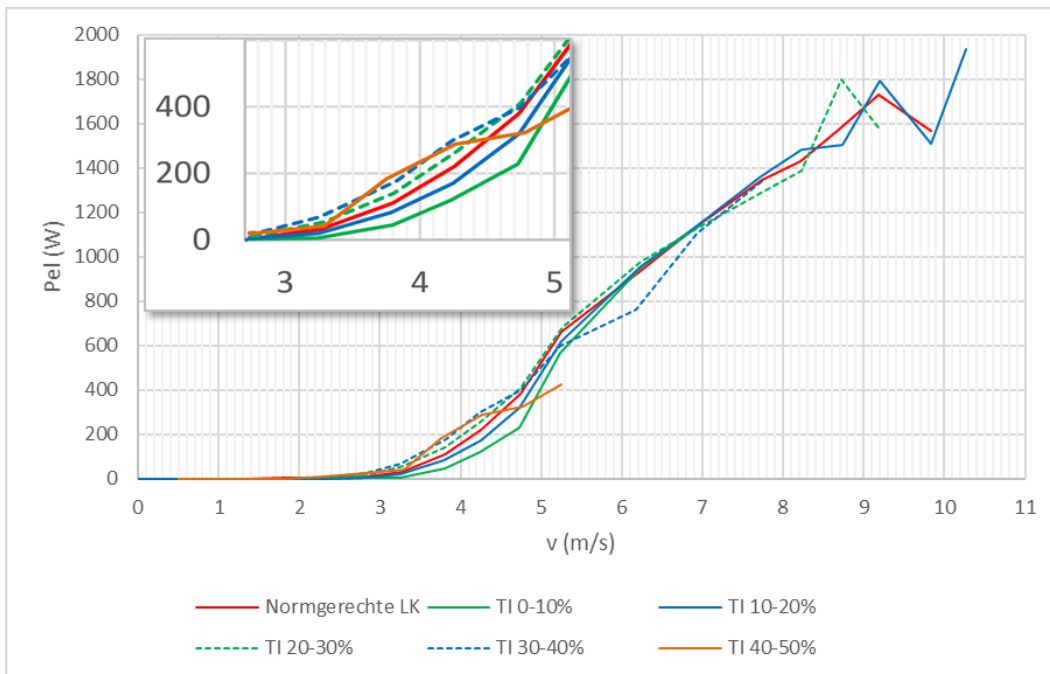


Abbildung 51: Leistungskennlinie für unterschiedliche Turbulenzintensitäten für Horizontalläufer Schachner SW05 Schachner SW5 Kraftwerkspark Simmering (Quelle: Eigene Darstellung)

Ein grafischer Vergleich der Leistungskennlinien für unterschiedliche Turbulenzintensitäten (TI) sowie der nach IEC 61400-12 erstellten Leistungskennlinie in Abbildung 51 zeigt, dass bei Windgeschwindigkeiten im Bereich von 3 und 5 m/s die Leistung stark von der TI beeinflusst wird. Umso geringer die TI, umso geringer ist auch die Leistung der KWEA. Bei geringer bis mittlerer Turbulenzintensität (bis 20 %) liegt die Leistung noch unter der durchschnittlichen Leistung laut normgerechter Leistungskennlinie. Ab einer Turbulenzintensität von 20 % übersteigt die Leistung die durchschnittliche Leistung laut normgerechter Leistungskennlinie. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass turbulenter Wind eine höhere Luftschichtdicke an den Rotorblättern herbeiführt. Dadurch wird ein höherer Anpressdruck an den Rotorblättern

herbeigeführt, weshalb der Rotor besser anlaufen kann. Dieser Effekt hat sich auch in den Erkenntnissen von Lubitz (2012) gezeigt.

### 5.3 Ermittlung der Schallemissionen

Am Standort Lichtenegg wurde nahe dem Energieforschungspark eine normkonforme Prüfinfrastruktur (nach IEC 61400-11) geschaffen und in der Folge wurde mit Unterstützung der Novakustik Lärmschutztechnik GmbH eine Schallmessung für die VK250 und die Windspot durchgeführt. Dabei wurden für beide KWEA die Schallemissionen ermittelt und darauf aufbauend ein schalltechnischer Prüfbericht erstellt.

#### 5.3.1 Methode

In einer Entfernung von ca. 900 m vom Energieforschungspark wurde ein ehemaliger Standort einer Kleinwindanlage eines benachbarten Landwirtes wieder aktiviert und die notwendige Infrastruktur für Schallmessungen geschaffen. Ein hydraulisch kippbarer Stahlmast wurde dazu auf 13 m Höhe verkürzt und auf dem bestehenden Fundament aufgesetzt. Neben dem Stahlmast wurde in einer Entfernung von 11 m in Anlehnung an die Norm eine Windmessung auf einem Holzmast in einer Höhe von 13 m installiert.

Gemessen wurde nach den Anforderungen der EN 61400-11 „Windenergieanlagen Teil 11: Schallmessverfahren“. Die Auswertung erfolgte nach einem vereinfachten Verfahren in Anlehnung an diese Norm ohne Bestimmung der Ergebnisunsicherheiten, Impulsinhalte und Tonkomponenten. Mit den Schallmessgeräten wurden die Gesamtschalldruckpegel in dB mit Anzeigedynamik "fast" gemessen. Es wurden die Gesamtschalldruckpegel mit Bewertung A sowie die linearen Terzbandpegel innerhalb von 20 Hz bis 20 kHz gemessen und kontinuierlich mit einer Wiederholrate von 0,125 s aufgezeichnet. Weiters wurden die Geräusche im WAV-Format kontinuierlich aufgenommen.



Abbildung 52: Überblick über normkonforme Prüfinfrastruktur (nach IEC 61400-11) im Energieforschungspark Lichtenegg (Quelle: Eigene Darstellung, Google Maps)

Die Geräuschsituation und die Pegelverläufe wurden über jeweils ca. ½ Stunde zu Beginn und am Ende beobachtet, um einen Eindruck über die Geräuschsituation zu erhalten. In weiterer Folge konnten anhand der zeitlichen Andauer, der Höhe und Rauigkeit des Pegelverlaufes sowie durch Abhören der Geräuschaufzeichnungen bei den einzelnen Ereignissen auf deren Ursache geschlossen werden und Fremdgeräusche (Verkehr- und Fluggeräusche, Vogelgezwitscher usw.) von den Auswertungen ausgeschlossen werden.

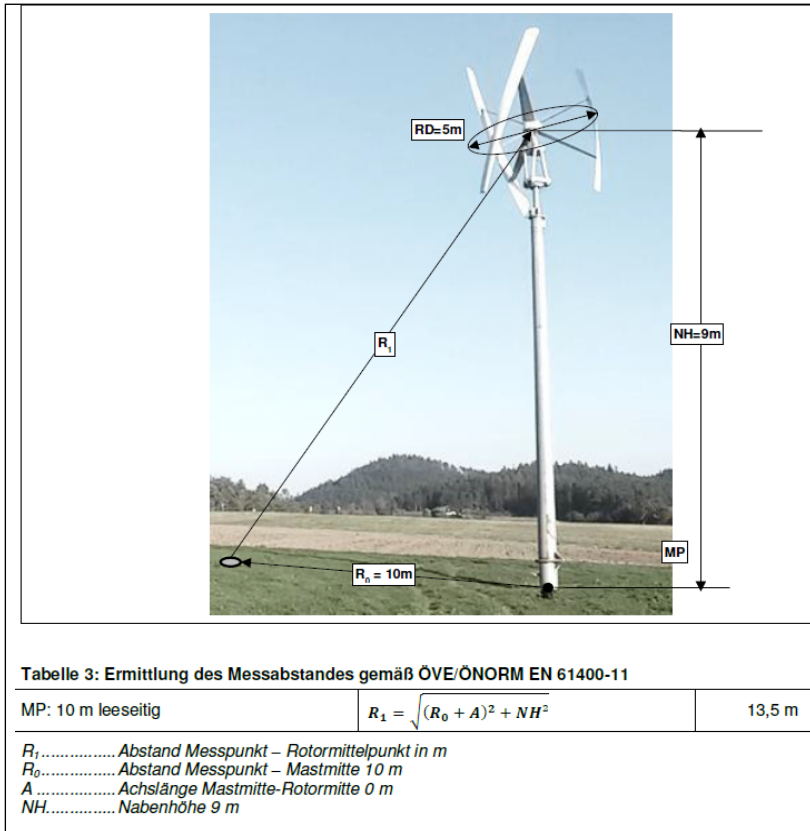


Abbildung 53: Ermittlung/Abmessung der KWEA und der Lage des Messpunktes (Quelle: Eigene Darstellung)

Im Labor wurden die Messdaten in den Arbeitsrechner übertragen, wo sie mit dem Auswerteprogramm NorReview weiterbearbeitet werden konnten. Die Auswertung erfolgte getrennt für die Zeitabschnitte mit Betrieb und bei Stillstand. Analog zu den Windmessdaten wurden als 1-Minuten-Mittelwerte ermittelt:

- $L_{A,eq}$  ..... A-bewerteter energieäquivalenter Dauerschallpegel in dB
- $L_{A,95}$  ..... Basispegel der A-bewerteten Schallimmissionen in dB

Die Messdaten wurden den Windklassen 3-10 m/s in Schritten von 1 m/s zugeordnet und der Mittelwert jeder Windklasse gebildet. Die Mittelwertbildung erfolgte beim  $L_{A,95}$  arithmetisch und beim  $L_{A,eq}$  energetisch.

Der A-bewertete Schalleistungspegel LWA wurde gemäß EN 61400-11 ermittelt. Dabei wurde der Abstand zur Nabe, die kugelförmige Schallausbreitung und die Schallreflexion an der Messplatte berücksichtigt.

Die Messdaten von Windrichtung und -geschwindigkeit als 10 Minuten-Mittelwerte sowie von Windgeschwindigkeit als 1 Minuten-Mittelwerte wurden der Novakustik Lärmschutztechnik GmbH im XLS-Format übermittelt. Aufgrund des freien Geländes kann die Differenz der Windgeschwindigkeit in 13 m und 10 m Höhe über Boden vernachlässigt werden. Es konnten die in 13 m Höhe ermittelten Winddaten daher als Messwerte in 10 m Höhe über Boden herangezogen werden.

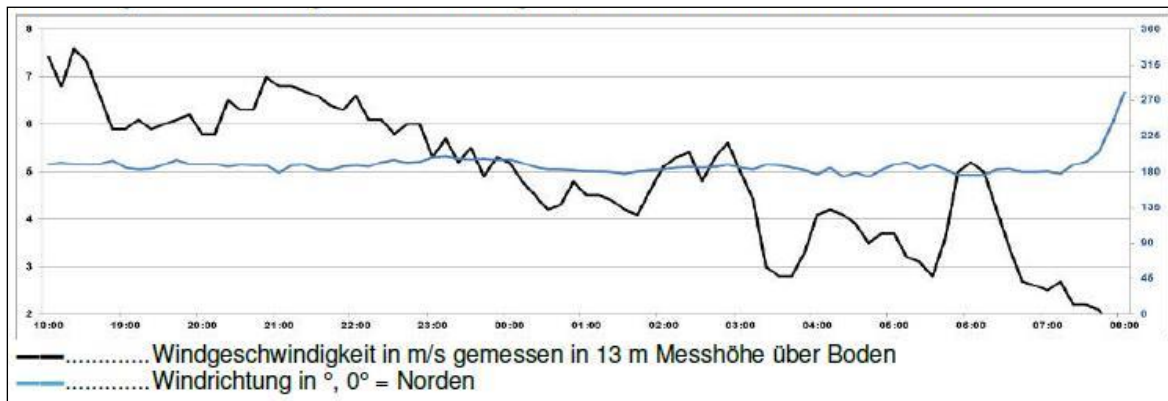


Abbildung 54: Windrichtung und Geschwindigkeit (Quelle: Eigene Darstellung)

### 5.3.2 Amperius VK250 im Energieforschungspark Lichtenegg

Die Untersuchung zeigt, dass die KWEA bei Windgeschwindigkeiten von ca. 5 m/s anläuft und über ca. 12 m/s selbsttätig abgestellt wird (Anmerkung: Fehlverhalten der Steuerung). Wie in Abbildung 56 ersichtlich, ergab sich im Bereich von 5-12 m/s ein annähernd linearer Anstieg der A-bewerteten Schalleistungspegel  $L_{WA}$  von 79 dB bis 83 dB.

Im Nahbereich war bis 8 m/s Windgeschwindigkeit deutlich der tonale Geräuschinhalt hörbar und anhand der hervortretenden 160 Hz-, 400 Hz und 1.000 Hz-Terzbandpegel messbar. Über 8 m/s Windgeschwindigkeit nahm der Toninhalt ab und wurde durch das alternierende Strömungsrauschen des Rotors (Flappen) überdeckt.

Beim Vergleichsmesspunkt in 125 m Entfernung war das Betriebsgeräusch nur bei niedrigen Windgeschwindigkeiten schwach hörbar und hatte keinen relevanten Einfluss auf das Hintergrundgeräusch.

Tabelle 6: windabhängige energieäquivalente Betriebsgeräusche  $L_{A,eq}$  in dB für KWEA VK250

	$V_{10m}$	m/s	5	6	7	8	9	10	11	12
	Min	dB	47	52	52	52	52	53	54	56
	Max	dB	54	55	56	57	58	58	58	57
energetischer Mittelwert	$L_{A,eq,Kl}$	dB	52,8	53,5	53,5	53,9	54,5	54,9	56,1	56,7
ohne Fremdeinfluss- $L_{A,eq}$		dB	51,7	52,4	52,3	52,6	53,4	53,7	55,1	55,8
Standardabweichung			±1,8	±0,5	±0,7	±1,0	±1,4	±1,5	±1,4	±0,6

$L_{A,eq,Kl}$  ..... der für die jeweilige Windklasse ermittelte Wert für  $L_{A,eq}$

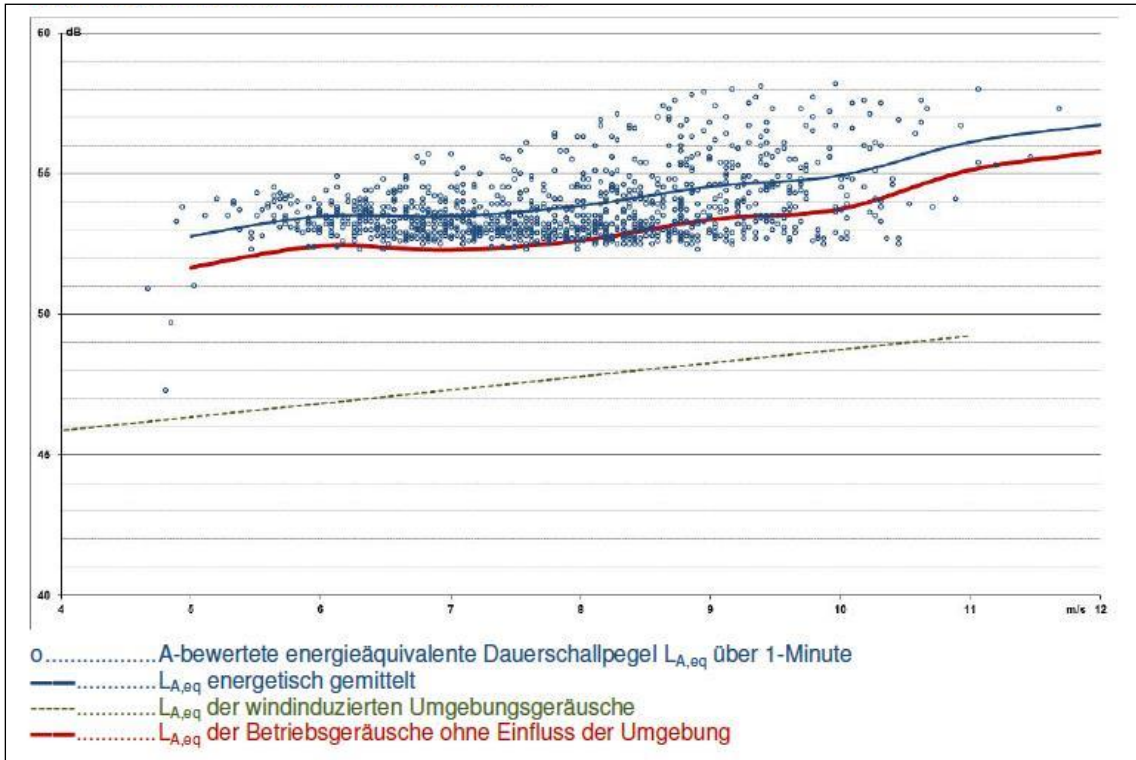


Abbildung 55: Windabhängige energieäquivalente Betriebsgeräusche  $L_{A,eq}$  in dB für KWEA VK250 (Quelle: Eigene Darstellung)

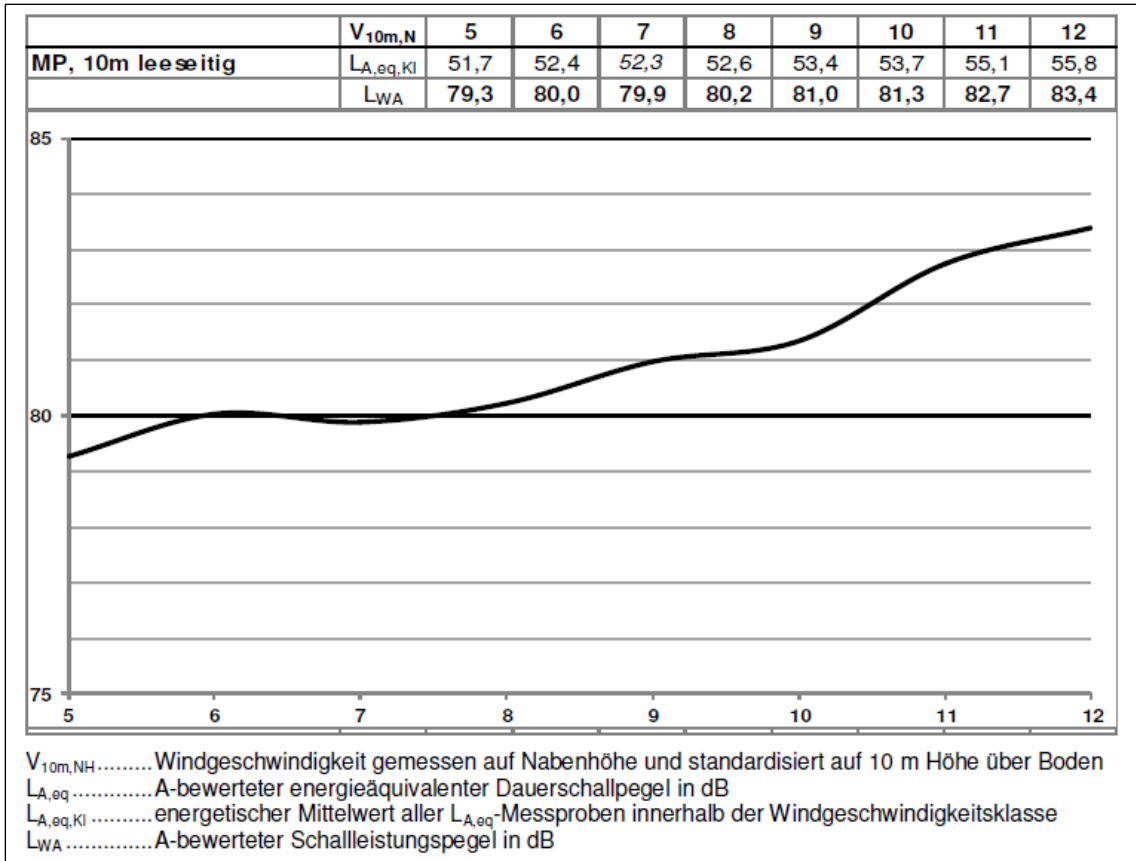


Abbildung 56: Windabhängige Betriebsgeräuschemissionen für KWEA VK250 (Quelle: Eigene Darstellung)

### 5.3.3 Windspot im Energieforschungspark Lichtenegg

Die Untersuchung ergab einen praktisch linearen Anstieg der A-bewerteten Schalleistungspegel  $L_{WA}$  von 3 m/s bis 6 m/s beginnend bei 69 dB bis 77 dB. Ab 7 m/s tritt nur mehr eine geringe Steigerung der Schallemission auf ca. 78-79 dB ein. Im Nahbereich war deutlich der tonale Geräuschinhalt hörbar und anhand der hervortretenden 200 Hz- und 250 Hz-Terzbandpegel messbar. Ab 7 m/s Windgeschwindigkeit war auch das Terzband 500 Hz relevant.

Beim Vergleichsmesspunkt in 125 m Entfernung war das Betriebsgeräusch weder hörbar noch messbar.

Tabelle 7: windabhängige energieäquivalente Betriebsgeräusche  $L_{A,eq}$  in dB für KWEA Windspot

	$V_{10m}$	m/s	3	4	5	6	7	8	9	10
	Min	dB	33	37	38	40	42	46	47	-- <sup>1)</sup>
	Max	dB	43	50	54	54	55	54	52	-- <sup>1)</sup>
energetischer Mittelwert	$L_{A,eq,Kl}$	dB	40,3	43,0	45,6	47,9	48,8	49,3	50,2	
ohne Fremdeinfluss- $L_{A,eq}$		dB	37,3	40,3	43,1	45,3	45,7	45,7	46,7	
Standardabweichung			±2,0	±2,9	±3,4	±3,2	±3,3	±2,3	±2,6	

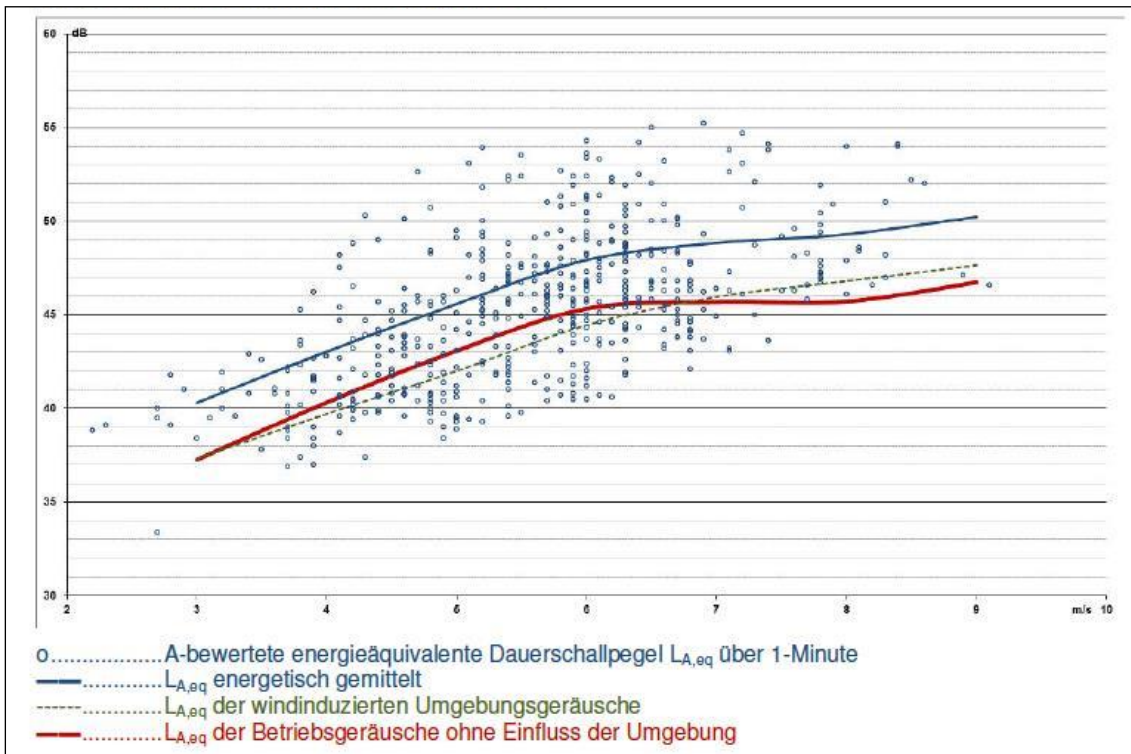


Abbildung 57: Windabhängige energieäquivalente Betriebsgeräusche  $L_{A,eq}$  in dB für KWEA Windspot (Quelle: Eigene Darstellung)

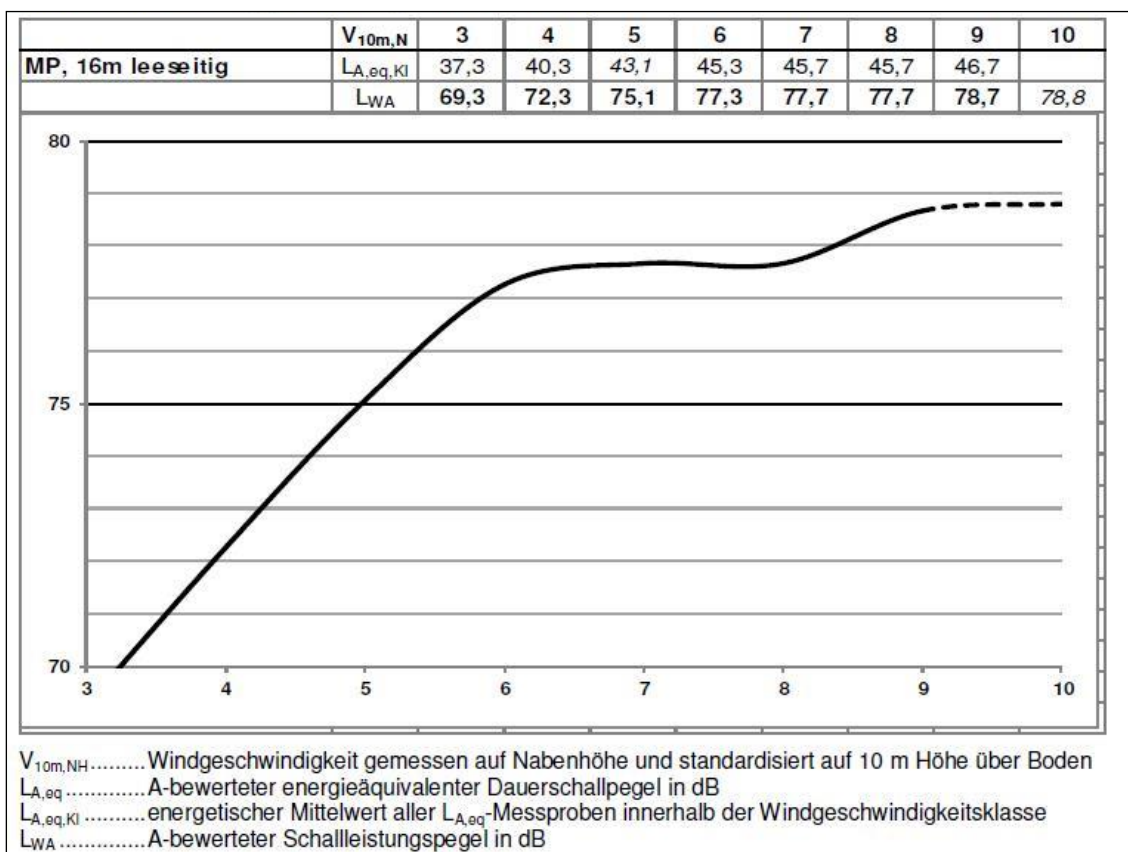


Abbildung 58: Windabhängige Betriebsgeräuschemissionen für KWEA Windspot (Quelle: Eigene Darstellung)

### 5.3.4 Resümee

Die im Energieforschungspark Lichtenegg in der Nähe des Testfeldes für KWEA neu geschaffene und normgereichte (61400-11) Infrastruktur für Schallemissionsmessungen hat sich bei der Vermessung von zwei verschiedenen KWEA erfolgreich bewährt. Vor allem die Anordnung des Schallmessstandes in ausreichender Entfernung bringt den Vorteil mit sich, dass keine Einflüsse von anderen Windkraftanlagen im Energieforschungspark auf die Messungen feststellbar sind. Aufgrund der Windbedingungen in Lichtenegg konnten die Messung der Schallemissionen darüber hinaus - nach Abwarten eines aus meteorologischer Sicht interessanten Zeitpunktes - jeweils an nur einem einzigen Tag durchgeführt werden.

Die Messergebnisse selbst entsprachen im Wesentlichen den Erwartungen: Der A-bewertete Schalleistungspegel  $L_{wa}$  der beiden KWEA lag bei der Vertikalachs-KWEA Amperius VK 250 mit 79 bis 83 dB etwas höher (vermutlich auch bedingt durch die Anlagengröße mit 5 m Rotordurchmesser) als bei der Horizontal-Achs-Anlage Windspot WS 1,5 mit 69 bis 77 dB.

Beim Vergleichsmesspunkt in 125 m Entfernung vom Schallmessstand war die KWEA Amperius VK250 noch schwach hörbar, jedoch kaum mehr messbar. Bei der KWEA Windspot WS 1,5 war in dieser Entfernung die Betriebsgeräusche weder hörbar noch messbar. Dieses Messergebnis lässt daher Schlüsse auf notwendige Entfernungen vom geplanten Standort einer KWEA zu bewohnten Objekten im urbanen Gebiet zu.

## 5.4 Messungen von Vibrationen und Schwingungen

Kleinwindenergieanlagen sind aufgrund deren Aufbau, dynamischen Betriebsweise und exponierten Lage sehr schwingungsfreudige Systeme. Schwingungen können mechanische und windbedingte Kräfte als Ursache haben, wobei zu beachten ist, dass diese Kräfte wiederum Eigenfrequenzen von Bauteilen (Mast, Generator, Rotorblatt) anregen können und somit zur Resonanzschwingung und in weiterer Folge zu Schäden führen (VDI 2015, S.35). Im Betrieb von KWEA können Masseunwuchten und unsymmetrische Rotorblattanströmungen, sowie Böen unweigerlich zu Schwingungen der gesamten Anlage führen. Speziell bei gebäudemontierten KWEA sind Schwingungen und Vibrationen kritisch zu betrachten, weil diese auf das Gebäude übertragen werden können. Der Problematik von schwingenden Anlagenkomponenten wird zurzeit mit schwingungsdämpfenden Bauteilen zwischen Generator und Mast entgegengewirkt. Masseunwuchten von einzelnen Bauteilen führen im Betrieb über den gesamten Drehzahlbereich zu Schwingungen. Zum größten Teil sind ungleichmäßige Gewichtsverteilungen an den Rotorblättern bedingt durch Fertigungstoleranzen der Grund für diese Art der Schwingung. Aerodynamische Unwuchten entstehen durch die unterschiedliche Anströmung der Rotorblätter, als Folge von Abweichungen im Blattanstellwinkel und unterschiedlicher Blattanordnung. Zusätzlich zu Unwuchten werden hochfrequente Schwingungen des Generators an die gesamte tragende Struktur der Anlage übertragen und regen andere Bauteile zum Schwingen an. Einzelne Komponenten der KWEA besitzen eine Vielzahl von Eigenfrequenzen, die über den gesamten Drehzahlbereich des Generators angeregt werden und in Resonanzschwingung übergehen können.

Die Kenntnis des Frequenzspektrums, der Auslenkung, der Schnelle und der Beschleunigung von Schwingungen ist ausschlaggebend für einen sicheren und effizienten Betrieb. Daraus resultierende starke Kräfte können zur vorzeitigen Materialermüdung führen, welche unweigerlich Anlagenausfälle zur Folge hat (siehe Abbildung 59). Nachträgliche Maßnahmen zur Schwingungsvermeidung, wie das Auswuchten von Komponenten und die Entkopplung von kritischen Bauteilen mit Dämpfungsvorrichtungen, können mitunter zu hohen Kosten führen.



Abbildung 59: Schäden durch Vibrationen und Schwingungen (Quelle: Eigene Darstellung)

### 5.4.1 Methode

Für eine Bewertung des Schwingungsverhaltens einer KWEA wird die gesamte Anlage (Generator, Mast) messtechnisch untersucht. Grundlegend ist die Entwicklung eines



Messkonzepts, welches die Anordnung von Beschleunigungs- und Schnellesensoren, sowie deren Verschaltung beinhaltet. Darüber hinaus sollen Windgeschwindigkeit, Windrichtung, elektrische Leistung und Drehzahl gemessen werden. Die Messung erfolgt mit Messapparaten und einer Software der Firma DEWETRON im Energieforschungspark Lichtenegg auf freiem Gelände und an einem urbanen Standort (Kraftwerkspark Simmering). Alle Daten werden anfangs statistisch mittels Matlab ausgewertet, um die Ursachen für erhöhte Schwingungen feststellen zu können. Daraufhin erfolgt eine spektrale Auswertung mithilfe der DEWETRON-Software, um das Frequenzspektrum, die Eigenfrequenzen und einzelne Ereignisse auszuwerten. Abbildung 60 zeigt den schematischen Aufbau der Messinfrastruktur, wobei in Abbildung (a) die Gesamtansicht der Anlage VK250 und SW05 zu sehen ist. Die Sensoren waren auf einem Aluminiumwinkel unter dem Entkoppler bzw. unter dem Generator auf der VK250 installiert bzw. beide Winkel auf dem Mast in Generatornähe auf der Anlage SW05 (siehe Abbildung (b)). Der Aufbau für die KWEA SW05 gilt hierbei für den Standort Lichtenegg und Simmering.

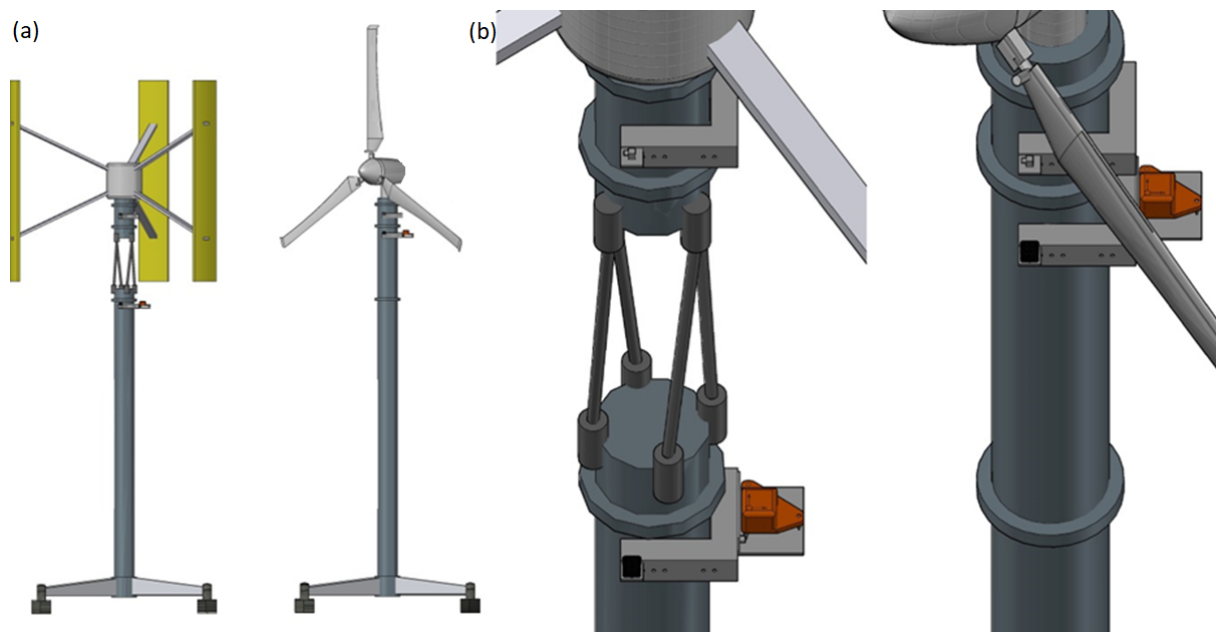


Abbildung 60: Schematische Installation der Schwingungssensoren (Quelle: Eigene Darstellung)

#### 5.4.2 Statistische Auswertung des Standorts Lichtenegg

Abbildung 61 zeigt die Häufigkeitsverteilung der aufgetretenen Schwingung in Abhängigkeit der Rotordrehzahl. Daraus wird ersichtlich, dass die maximale Schwinggeschwindigkeit beider Schachner KWEA geringer ist, als bei der Amperius Anlage. Diese Tatsache bedeutet jedoch nicht, dass die dynamischen Lasten der Amperius Anlage entsprechend höher sind, da für die Ermittlung der Belastung weitere Faktoren wie Steifigkeit und Dämpfung des Tragwerks, Frequenz der Schwingung oder Masse der Anlage maßgeblich einfließen. Die statistische Darstellung zeigt darüber hinaus deutlich, dass in bestimmten Drehzahlbereichen häufig erhöhte Schwingungen auftreten.

Im Falle der Schachner SW05 sind drei Spitzen, jeweils bei  $40 \text{ min}^{-1}$ ,  $100 \text{ min}^{-1}$  und  $130 \text{ min}^{-1}$  zu erkennen. Die maximalen Geschwindigkeitswerte liegen dabei zwischen  $50 \text{ mm/s}$  und  $120 \text{ mm/s}$ . Die Tatsache, dass erhöhte Schwingungen bei bestimmten Drehzahlen auftreten, lässt darauf schließen, dass bei diesen Drehzahlen Resonanzen durch das Anregen von Eigenfrequenzen auftreten. Die zerstreuten Messpunkte in hohen Drehzahlbereich lassen sich darauf zurückführen, dass in diesem Bereich nur wenige Messwerte vorhanden waren. Durch die Normierung der Messdaten ergeben sich so relativ hohe Häufigkeiten für jeden Messwert. Ein Trend in Richtung höhere Schwinggeschwindigkeiten ist dennoch zu erkennen. Dies kann durch die zunehmend stärkeren Anregungen des Rotors bei hohen Windgeschwindigkeiten und Drehzahlen bedingt sein.

Bei der Auswertung der Amperius VK250 sind vier Spitzen mit Schwinggeschwindigkeiten zwischen  $100 \text{ mm/s}$  und  $200 \text{ mm/s}$  zu erkennen. Die drei Spitzen im unteren Drehzahlbereich sind dabei erneut auf Resonanzen aufgrund von Anregung von Eigenfrequenzen durch den Rotor zurückzuführen. Bei der Spitze im obersten Drehzahlbereich hingegen wird vermutet, dass es durch den relativ weichen Aufbau des eingesetzten Schwingungsentkopplers zu elastischen Verformungen kommt, welche zu erhöhten Auslenkungen und Schwinggeschwindigkeiten führen. Dabei ist ebenfalls zu bedenken, dass dies noch keine Aussage über die dynamischen Lasten impliziert.

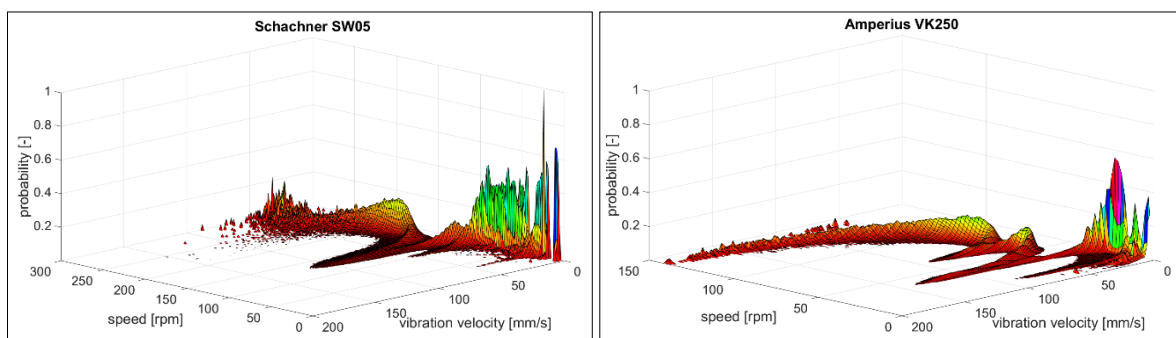


Abbildung 61: Häufigkeitsverteilung erhöhter Schwingungen über Drehzahl für Schachner SW05 (links) und Amperius VK250 (rechts) (Quelle: Eigene Darstellung)

Die vorliegenden Untersuchungen zeigen somit eine eindeutige Korrelation zwischen der Rotordrehzahl und den gemessenen Vibrationen und Schwingungen. Dies legt die Schlussfolgerung nahe, dass intrinsische mechanische und aerodynamische Effekte des Rotors die Ursachen für diese Schwingungen sind. Im Kapitel „Spektrale Auswertung“ wird genauer auf die Ursachen der Schwingungen eingegangen.

Nachdem die Drehzahl proportional zur Windgeschwindigkeit steigt, scheint es naheliegend, dass auch zwischen der Windgeschwindigkeit und erhöhten Schwingungen eine Korrelation erkenntlich ist. Abbildung 62 zeigt die Häufigkeitsverteilung erhöhter Schwingungen für die jeweiligen Windgeschwindigkeiten. Bei der Schachner SW05 Anlage zeigt sich eine Spitze von  $120 \text{ mm/s}$  in einem Bereich von  $2,5 \text{ m/s}$  bis  $10 \text{ m/s}$ . Nach Einsicht der relevanten Sequenzen konnte festgestellt werden, dass die zuvor festgestellten kritischen Drehzahlen  $100 \text{ m}^{-1}$  und  $130 \text{ m}^{-1}$  in diesem Windgeschwindigkeitsband auftreten. Die starke „Verwischung“ der Zuordnung liegt daran, dass durch die Trägheit des Rotors die kritischen Drehzahlen bei

verschiedenen momentanen Windgeschwindigkeiten auftreten können. Dadurch ergibt sich auch die unscharfe Korrelation zwischen Windgeschwindigkeit und Schwingungsintensität.

Der gleiche Effekt kann auch in Abbildung 62 (rechts) für die Amperius VK250 festgestellt werden. Die in Abbildung 61 klar ersichtlichen Spitzen sind hier über ein breites Windgeschwindigkeitsband verteilt, wodurch kaum eine Korrelation erkenntlich ist.

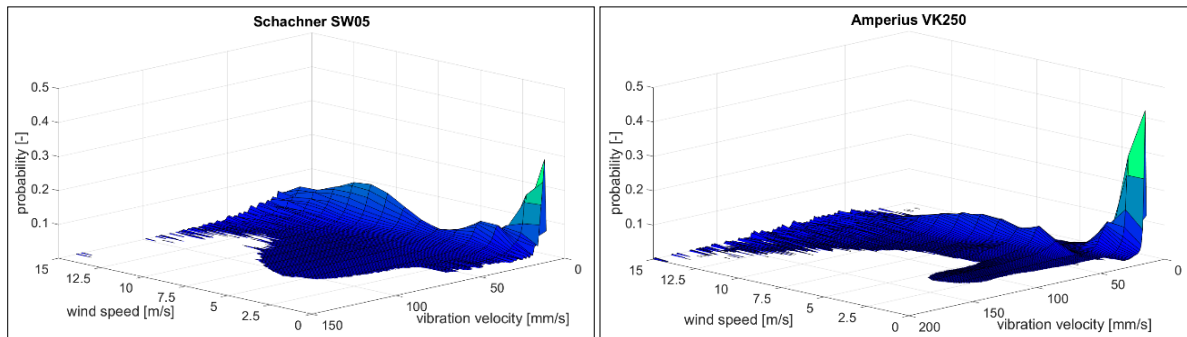


Abbildung 62: Häufigkeitsverteilung erhöhter Schwingungen über Windgeschwindigkeit für Schachner SW05 (links) und Amperius VK250 (rechts) (Quelle: Eigene Darstellung)

Turbulente Strömungen werden oft als Ursache für erhöhte Schwingungen in der Literatur genannt. Wie in Abbildung 63 ersichtlich, ist anhand der Messungen im Energieforschungspark jedoch ebenfalls keine eindeutige Korrelation zwischen hoher Turbulenzintensität und erhöhten Schwingungen zu erkennen. Zwar sind im oberen TI-Bereich einzelne Messwerte zu erkennen, die auf einen leichten Anstieg der Schwingungen bei hoher TI hindeuten, dies liegt jedoch mit hoher Wahrscheinlichkeit an der geringen Anzahl an Messwerten in diesem Bereich und der damit zusammenhängenden Normalisierung der Häufigkeitsverteilung.

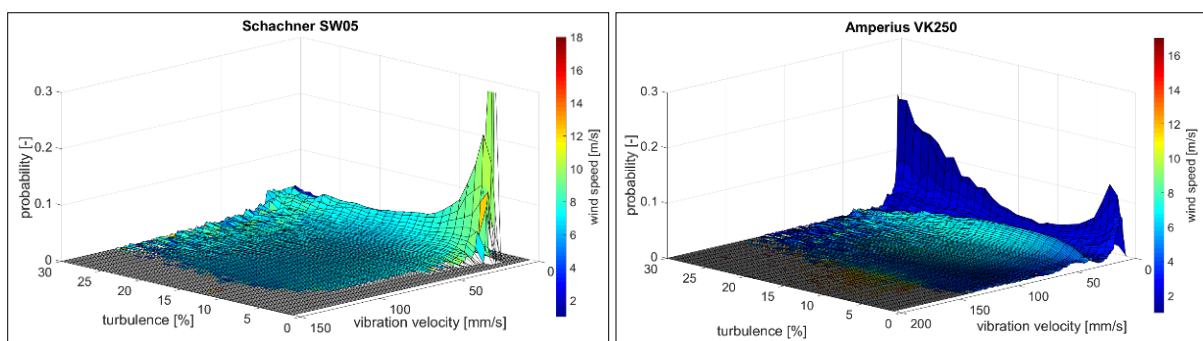


Abbildung 63: Häufigkeitsverteilung erhöhter Schwingungen über Turbulenzintensität für Schachner SW05 (links) und Amperius VK250 (rechts) (Quelle: Eigene Darstellung)

Ein möglicher Grund dafür, dass die in der Literatur beschriebenen Belastungen durch turbulente Strömungsfelder in der vorliegenden Untersuchung nicht festgestellt werden konnte ist, dass die aerodynamisch angeregten Schwingungen sich im Rotor entwickeln und nicht auf den Mast ausweiten. Darüber hinaus kann davon ausgegangen werden, dass Turbulenzen in der Regel nicht über einen ausreichend langen Zeitraum und mit konstanter Frequenz auf eine KWEA einwirken können, um eine Eigenfrequenz des Gesamtsystems anregen zu können. Es kann somit die Schlussfolgerung gezogen werden, dass Turbulenzen nur in Ausnahmefällen das Gesamtsystem bestehend aus KWEA und Tragwerk anregen können. Welche Auswirkung

Turbulenzen auf die Schwingung von Rotorblättern und anderen Anlagenkomponenten haben, konnte in der vorliegenden Untersuchung nicht festgestellt werden.

Neben den bereits erläuterten Untersuchungen wurde zusätzlich der Einfluss von vertikaler Schräganströmung des Rotors auf Vibrationen und Schwingungen analysiert. Dabei konnte jedoch kein nennenswerter Zusammenhang zwischen Schräganströmung und Schwingungen des Gesamtsystems erkannt werden.

### 5.4.3 Spektrale Auswertung

Wie bereits im vorherigen Kapitel beschrieben, konnte festgestellt werden, dass die Drehzahl bzw. die bei bestimmten Drehzahlen verursachte Resonanz die primäre Ursache für erhöhte Schwingungen und Vibrationen darstellt. In diesem Kapitel wird die Frequenzanalyse der Schwingungen vorgestellt, welche dazu dient, die Schwingungen in ihre spektralen Anteile zu zerlegen und deren jeweiliger Ursache zuzuordnen.

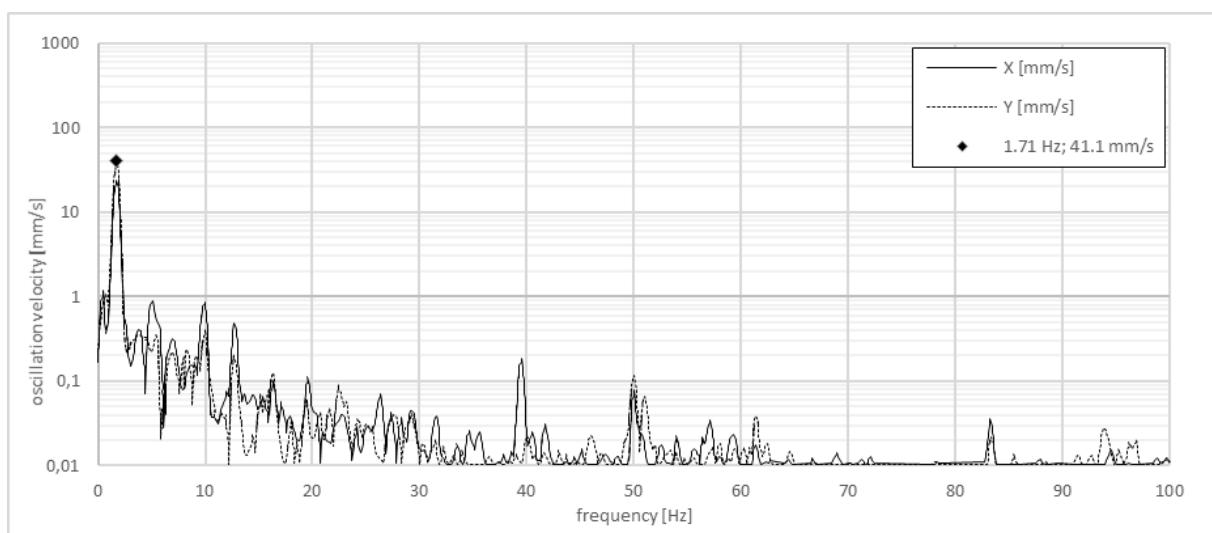


Abbildung 64: FFT der Schachner SW05 bei 104 1/min (Quelle: Eigene Darstellung)

Die erste Resonanz, welche bei der Schachner SW05 festgestellt wurde, lag bei  $104 \text{ min}^{-1}$ . Eine Fast-Fourier-Transformation des Messsignals zeigt, dass bei dieser Drehzahl eine Resonanz bei 1,71 Hz auftritt. Die Schwinggeschwindigkeit bei dieser Frequenz liegt bei 41 mm/s und macht damit den größten spektralen Anteil aus. Da diese Frequenz exakt der ersten Ordnung (gleiche Frequenz wie die Drehzahl) entspricht, kann davon ausgegangen werden, dass diese Schwingung von der Unwucht des Rotors angeregt wird. Neben den Schwingungen, welche durch die Unwucht des Rotors verursacht werden, ist auch eine Schwingung der dritten Ordnung, welche der Rotorblatt-Passierfrequenz entspricht, in der FFT erkennbar. Weiters ist die sechzehnte Ordnung, verursacht durch die Pole des Generators, erkenntlich. Diese Schwingungen sind jedoch weitaus schwächer ausgeprägt, als die Schwingungen erster Ordnung, da sie bei einer Drehzahl von  $104 \text{ min}^{-1}$  keine Eigenfrequenz des Systems anregen.

Abbildung 65 zeigt die spektrale Darstellung der Schwingungen der Schachner SW05 bei einer Drehzahl von  $131 \text{ min}^{-1}$ . Es sind hierbei drei dominante Anteile zu erkennen, wovon zwei einer bestimmten Ursache zugeordnet werden können. Die Schwingung bei 2,2 Hz entspricht der ersten Ordnung, welche durch die Unwucht des Rotors verursacht wird und hat eine

Schwinggeschwindigkeit von 96,6 mm/s, was den größten Anteil der gesamten Schwingung bei dieser Drehzahl ausmacht. Die zweite Schwingung, die in der FFT ersichtlich ist, liegt bei 6,59 Hz und hat eine Amplitude von 10,8 mm/s. Diese Schwingung entspricht der dritten Ordnung und wird durch das Passieren der Rotorblätter verursacht. Die dritte erkennliche Schwingung in Abbildung 65 entspricht der sechsten Ordnung und wird vermutlich durch eine harmonische Verzerrung der Schwingung dritter Ordnung innerhalb des Rotors verursacht. Bei der hier untersuchten Drehzahl von  $131 \text{ min}^{-1}$  erscheint die Schwingung sechzehnter Ordnung nicht, was auf einen besonders ruhigen Betrieb des Generators bei dieser Drehzahl schließen lässt.

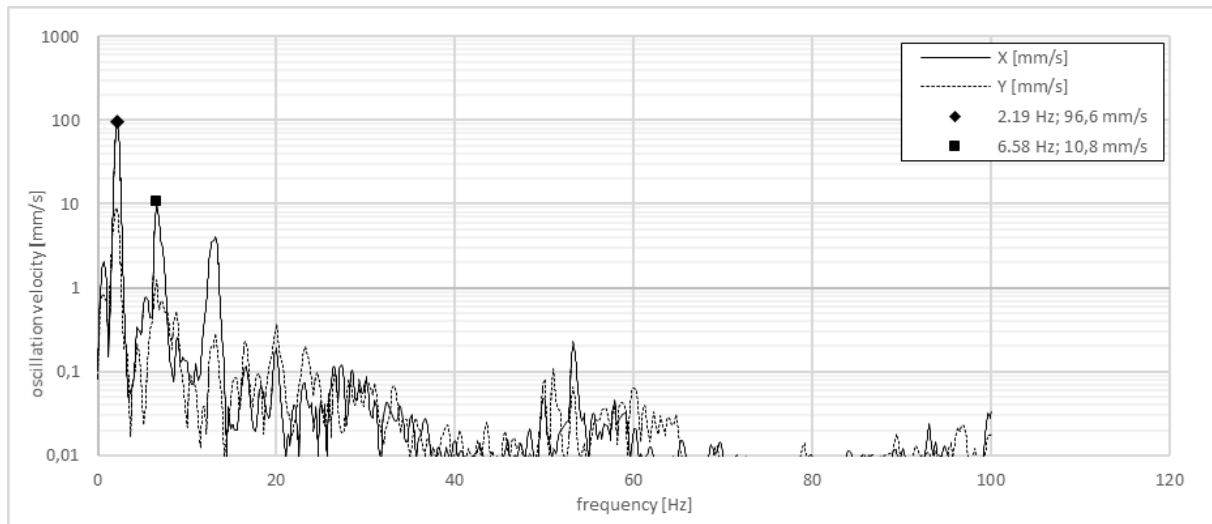


Abbildung 65: FFT der Schachner SW05 bei 131 1/min (Quelle: Eigene Darstellung)

Im Vergleich zur Schachner SW05, zeigt die Amperius VK250 ein sehr ähnliches Verhalten bei kritischen Drehzahlen. Wie in Abbildung 61 ersichtlich, weist das Betriebsband der Anlage zwei bedeutende Resonanzen bei  $43 \text{ min}^{-1}$  und bei  $137 \text{ min}^{-1}$  auf.

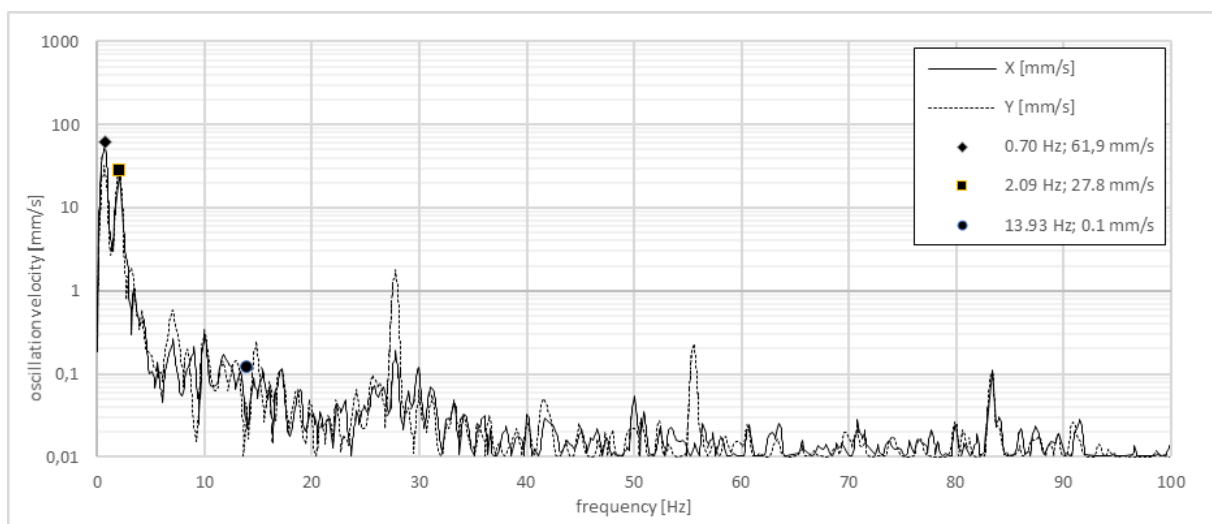


Abbildung 66: FFT der Amperius VK250 bei 43,8 1/min (Quelle: Eigene Darstellung)

Bei einer Drehzahl von  $43 \text{ min}^{-1}$  weist die Amperius VK250 erhöhte spektrale Anteile bei 0,7 Hz und 2,19 Hz auf (siehe Abbildung 66). Diese entsprechen jeweils der ersten und der dritten

Ordnung, welche auch im Fall der VK250 auf Unwucht des Rotors und Rotorblatt-Passierfrequenz zurückzuführen sind. Die Schwingung zwanzigster Ordnung erscheint in der FFT nicht, was auf einen sehr ruhigen Generatorbetrieb hindeutet.

Die zeitliche Darstellung der Schwingungen bei  $43,8 \text{ min}^{-1}$  (siehe Abbildung 67) zeigt, dass aufgrund der beiden ähnlich stark ausgeprägten spektralen Anteile der ersten und dritten Ordnung, keine kreisförmige Schwingung, sondern eine unrunde Koppelschwingung auftritt.

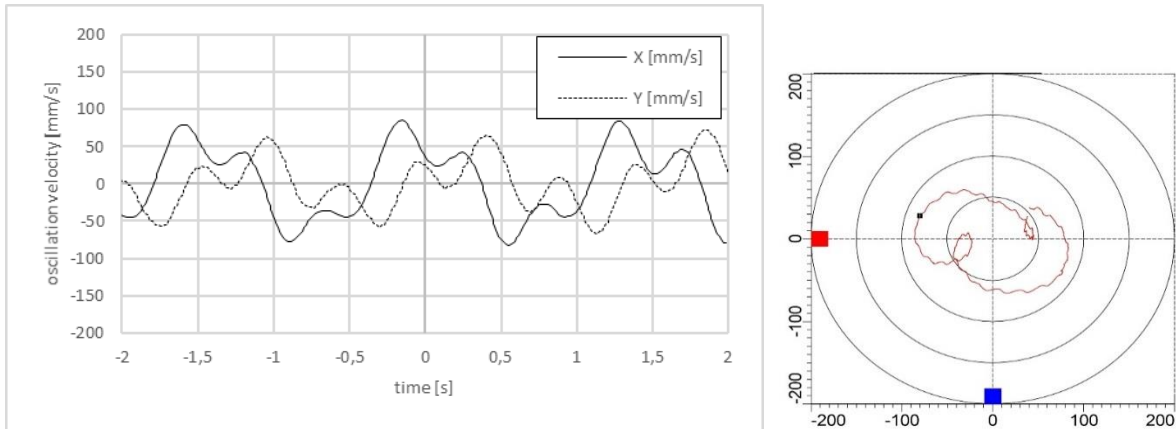


Abbildung 67: Schwingungen der Amperius VK250 bei  $43,8 \text{ 1/min}$  in zeitlicher Darstellung (Quelle: Eigene Darstellung)

Abbildung 68 zeigt die spektralen Anteile der Schwingungen bei  $138 \text{ min}^{-1}$ . Hierbei ist erneut die erste und dritte Ordnung, verursacht durch Unwucht des Rotors bzw. Passieren der Rotorblätter, vorwiegend zu erkennen. Mit einer Amplitude von  $168 \text{ mm/s}$  zeigt die erste Ordnung die bisher höchsten gemessenen Werte auf. Dies ist mitunter darauf zurückzuführen, dass die Amperius VK250 mit einem Schwingungsentkoppler installiert wurde und dessen weiche Lagerung die Auslenkung des Rotors erhöht.

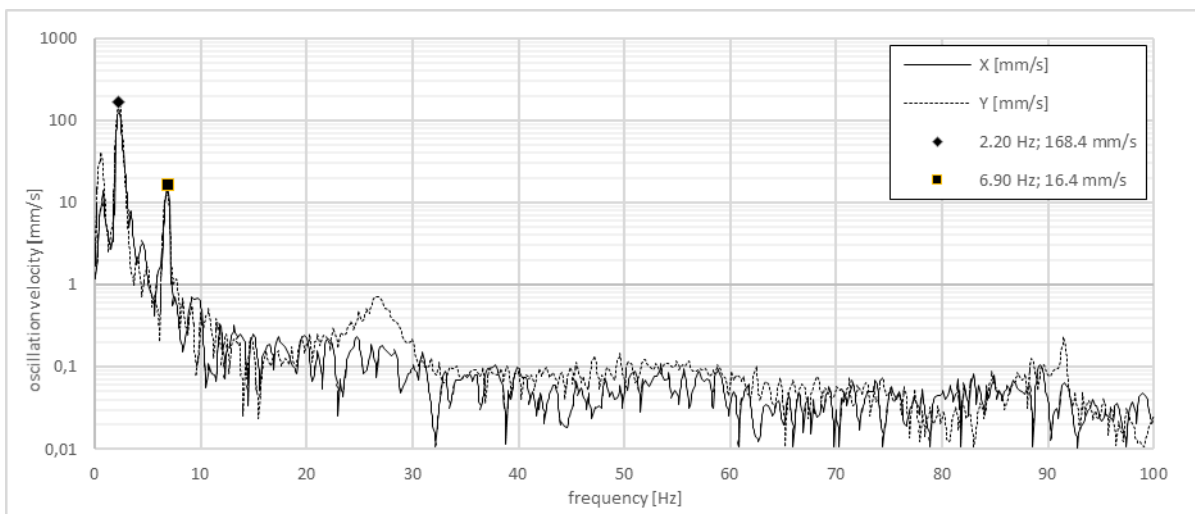


Abbildung 68: FFT der Amperius VK250 bei  $138 \text{ 1/min}$  (Quelle: Eigene Darstellung)

Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass dynamischen Lasten durch die weiche Lagerung reduziert werden. Dies numerisch nachzuweisen, ist im Rahmen dieser Untersuchung nicht gelungen, da die eingesetzten Sensoren hierfür nicht geeignet waren.

Weitere Untersuchungen dieser Thematik mit entsprechender Sensorik werden daher empfohlen.

Die zeitliche Darstellung der Schwingungen bei  $138 \text{ min}^{-1}$  zeigt, dass sich durch die starke Ausprägung der Schwingungen erster Ordnung eine weitestgehend kreisförmige Schwingung ergibt. Die leicht elliptische Form der Auslenkung ergibt sich aus den inhomogenen, aerodynamischen Anregungen der Rotorblätter über die Umdrehung.

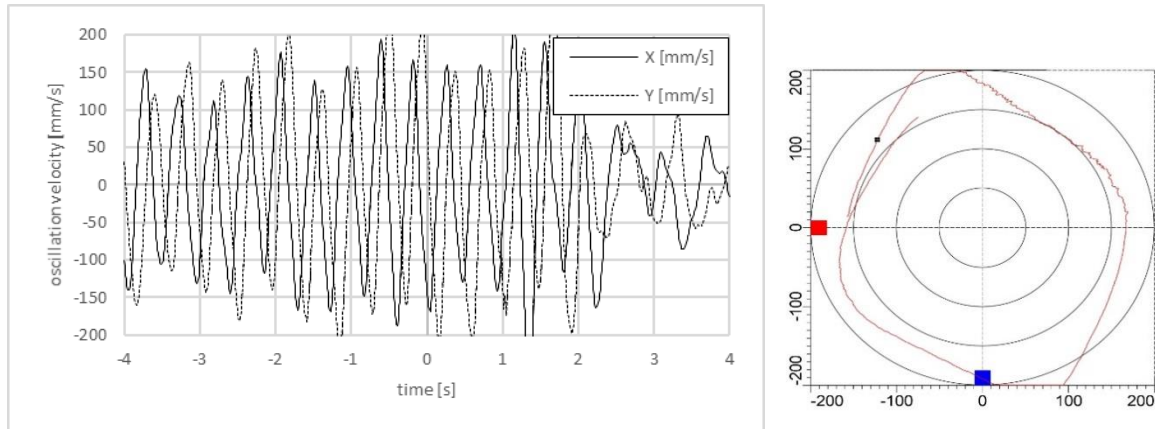


Abbildung 69: Schwingungen der Amperius VK250 bei  $138 \text{ 1/min}$  in zeitlicher Darstellung (Quelle: Eigene Darstellung)

#### 5.4.4 Erkenntnisse

Geht eine KWEA in Resonanz, so wird die Energie der anregenden Schwingung in das schwingende System eingetragen und dort in Form von Schwingungsenergie kumuliert. Bleibt die Frequenz der anregenden Schwingung gleich der Eigenfrequenz der Struktur (Resonanz), so nimmt die Amplitude der Schwingung so lange bei jeder Schwingungsperiode zu, bis sich ein energetisches Gleichgewicht einstellt. Dieses wird erst dann erreicht, wenn die Amplitude der Schwingung so hoch ist, dass die von der strukturellen Dämpfung aufgenommene Energie (immer als fixer Prozentsatz der Schwingungsenergie) den Wert der anregenden Energie entspricht. Das Ausmaß der Amplitudenüberhöhung im Resonanzfall ist somit proportional zum Kehrwert des logarithmischen Dämpfungsdekrement  $\delta$  der jeweiligen Struktur. Mit typischen Dämpfungswerten von  $0,5 \%$  bis  $2 \%$  für Stahlmasten ergibt sich damit eine Amplitudenüberhöhung um den Faktor  $50$  bis  $200$  gegenüber nicht-resonanten Schwingungen.

Laut EN 61400-2 müssen KWEA aufgrund sicherheitstechnischer Gründe auf deren Eigenresonanzverhalten überprüft werden. Hierfür können die Eigenfrequenzen ( $f_0$ ) und die entsprechenden Erregungsfrequenzen ( $f_E$ ) in einem Resonanzdiagramm (Campbell-Diagramm) abgebildet werden. Die Eigenfrequenzen mit den größten Auswirkungen sind die des Turms der tragenden Struktur und die der Rotorblätter. Die entsprechenden Erregungsfrequenzen, welche zu Resonanzen (Eigenfrequenzen) führen, sind die Rotordrehzahl  $1P_H$  zuzüglich deren Vielfache ( $2P_H$ ,  $3P_H$ , etc.). Die Vielfachen der Rotordrehzahl entstehen beispielsweise durch das Vorbeistreichen eines Rotorblatts am Turm.

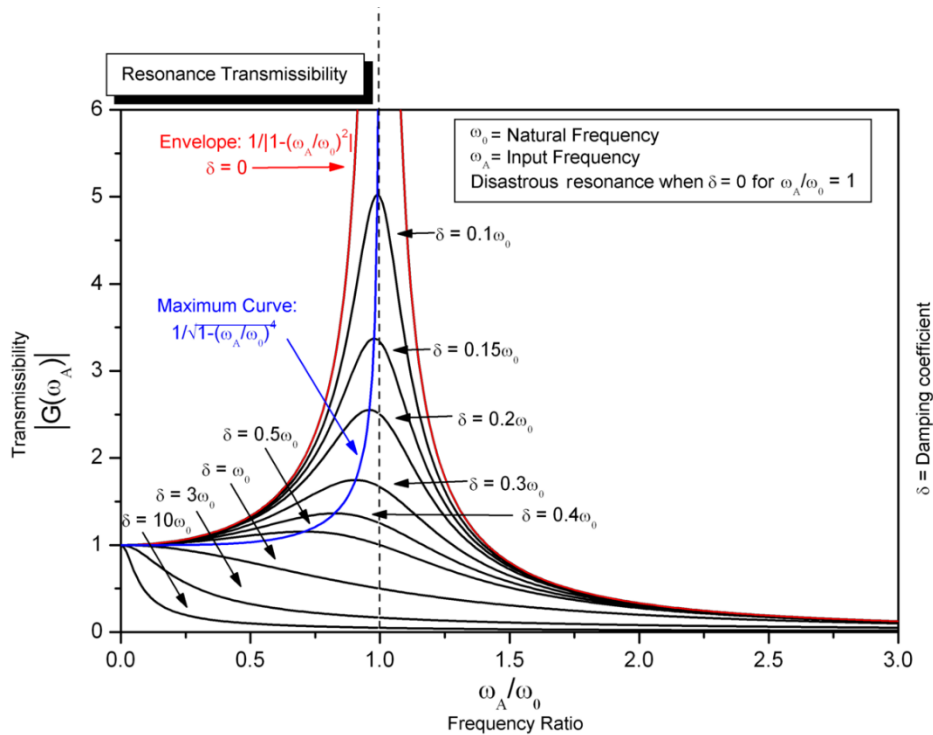


Abbildung 70: Übertragungsfunktion eines Schwingenden Systems in Abhängigkeit der logarithmischen Dämpfungsdekrements (Ajoy Ghatak (2005). Optics, 3E (3rd ed.). Tata McGraw-Hill. p. 6.10. ISBN 978-0-07-058583-6.)

Eigenfrequenzen können durch Simulation und Messung an der KWEA ermittelt werden. Anzumerken ist, dass KWEA mit veränderlicher Drehzahl den Resonanzbereich durchlaufen und zerstörende Resonanzbedingungen dadurch nicht ständig auftreten.

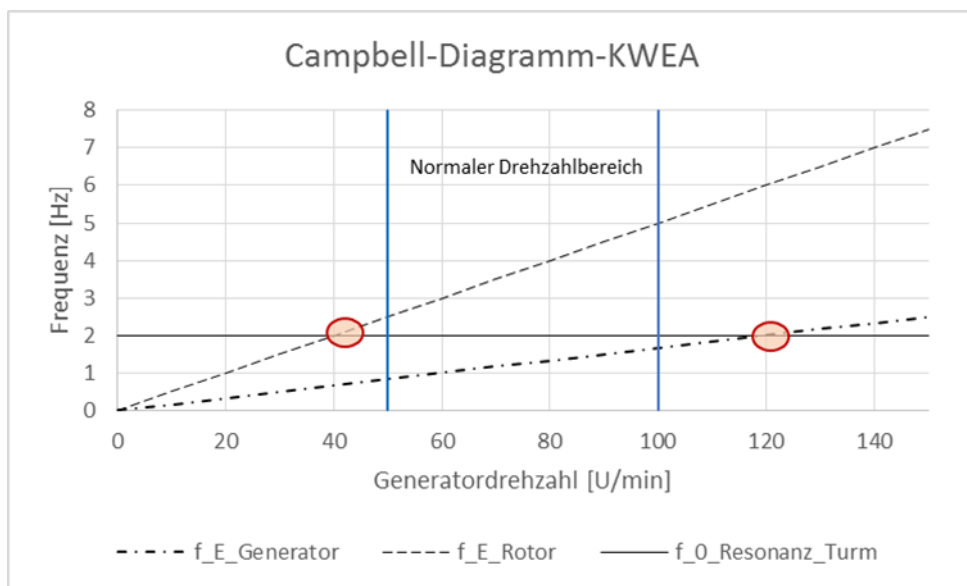


Abbildung 71: Campbell-Diagramm (ÖVE 2013, S.113)

In Abbildung 71 ist ein Campbell-Diagramm einer KWEA dargestellt, deren maximaler Drehzahlbereich über der Abszisse abgebildet ist. Es tritt einmal eine Erregungsfrequenz durch den Generator ( $f_{E\_Generator}$ ) auf und eine zweite überlagerte Erregungsfrequenz ( $f_{E\_Rotor}$  – Frequenz 2. Ordnung), verursacht durch einen dreiblättrigen Rotor. Durchfährt eine der Erregungsfrequenzen den Eigenfrequenzbereich ( $f_{0\_Turm}$ ) des Turms, so wird der



Turm zur Resonanzschwingung angeregt (siehe roter Kreis - Abbildung 71). Durch dieses Diagramm können solche kritischen Bereiche erfasst werden. (ÖVE 2013, S.113)

#### **5.4.5 Resümee**

Zur Analyse der Vibrationen und Schwingungen einer KWEA ist es notwendig, die Anlage als Gesamteinheit, bestehend aus Rotor und Tragwerk bzw. Mastsystem, zu betrachten. Da jedes Bauwerk eine Vielzahl an Eigenformen aufweist, welche im Betrieb von der KWEA angeregt werden können, hat eine Betrachtung der Schwingungen einer KWEA für sich nur eine geringe Relevanz in Bezug auf den praktischen Einsatz. Dies macht die Untersuchung des dynamischen Schwingverhaltens, insbesondere für gebäudemontierte KWEA, sehr komplex und einen Vergleich der Messergebnisse unmöglich. Jede Art von Tragwerk, sei es ein Mastsystem oder ein Gebäude, verfügt über eine spezifische Steifigkeit, Dämpfung und Bandbreite an Eigenformen, welche maßgebliche Auswirkungen auf die dynamischen Lasten einer KWEA sowie Beschleunigungs- und Auslenkungswerte haben.

Um Messergebnisse verschiedener KWEA auf unterschiedlichen Tragwerken miteinander vergleichen zu können, ist es notwendig, nicht nur die Schwingungsintensität, sondern auch die darauf einwirkenden dynamischen Lasten zu ermitteln. Dies konnte im Rahmen der vorliegenden Untersuchungen nicht erzielt werden, da die eingesetzten Sensoren hierfür nicht geeignet waren. Es werden daher weitere Untersuchungen in diese Richtung empfohlen, um diese Unsicherheiten zu beseitigen.

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung konnten keine unterschiedlichen KWEA auf ein und demselben Mast getestet und vermessen werden, was für einen neutralen Vergleich zweier KWEA notwendig gewesen wäre.

Nichts desto trotz konnte festgestellt werden, dass Eigenformen des Gesamtsystems (Mast und Rotor), welche bei bestimmten Drehzahlen durch den Rotor angeregt werden, die primäre Ursache für erhöhte Vibrationen und Schwingungen sind. Darüber hinaus konnte eine eindeutige Zuordnung der einzelnen spektralen Anteile der Schwingungen zu deren jeweilige Ursache getroffen werden.

Grundsätzlich wird für die Planung und Errichtung empfohlen, eine KWEA als Gesamtsystem, sprich als Kombination zwischen KWEA, Tragwerk und Gründung, zu betrachten. Seröse Hersteller bzw. Anbieter von KWEA sollten eine Gesamtlösung anbieten, welche in Bezug auf Standfestigkeit als auch auf Vibrationen und Schwingungen getestet und erprobt ist. Dabei sollte die Anregung von Eigenformen (Resonanz) im Betriebsbereich oberhalb von 50 % der Nennleistung vermieden werden. Ein hilfreiches Tool zur Ermittlung dieses Zusammenhangs ist das Campbell Diagramm, welches mithilfe einer Ordnungsanalyse erstellt werden kann

Darüber hinaus konnte in der vorliegenden Untersuchung festgestellt werden, dass Wuchtungsfehler, verursacht durch Herstellungstoleranzen, große Auswirkungen auf das Schwingungsverhalten einer KWEA haben. Dies ist insbesondere für KWEA des Typs Darrius und H von besonderer Bedeutung, da sich die Rotorblätter und damit ein großer Teil der Anlagenmasse, bei diesen Rotortypen am äußeren Radius befinden und damit höhere

Fliehkräfte verursachen. Eine präzise Wuchtung des Rotors ist daher zwingend notwendig, um den sicheren Betrieb von KWEA zu gewährleisten.

## 5.5 Untersuchung der Power-Quality

Um zu verhindern, dass Erzeugungsanlagen die Netzqualität negativ beeinflussen, müssen diese nachweislich bestimmte Grenzwerte (z. B. hinsichtlich Oberschwingungen, Flicker und Spannungseinbrüche) einhalten. Für Windenergieanlagen sind diese Grenzwerte in der Norm IEC 61400-21 festgehalten. Im Rahmen des vorliegenden Projekts wurden folgende spezifische Kennwerte ermittelt:

- Flicker
- Unter- und Überspannung
- Oberwellen

Spannungsänderungen sind laut EN61000-4-15 Änderungen der Spannung nach einem stationären Zustand. Die größte stationäre Spannungsänderung  $d_c$  darf (laut EN61400-3-3) 3,3 % der Netzspannung nicht überschreiten. Spannungsschwankungen im Netz können Flicker oder zu Deutsch „flimmern“ verursachen, eine visuelle Empfindung eines Lichtreizes mit zeitlicher Schwankung der Leuchtdichte oder spektralen Verteilung. Ausschlaggebend sind Kurzzeitflicker  $P_{st}$  mit dem dimensionslosen Grenzwert 1 und Langzeitflicker  $P_{lt}$ , welche aufeinanderfolgende Kurzzeitflicker sind, mit dem Grenzwert 0,65. Oberschwingungen sind Oberschwindungsströme, die ein Vielfaches der Netzfrequenz betragen und eine Verzerrung der Netzgrundfrequenz (50 Hz) hervorrufen. Laut IEC 61400-21 wurden die vermessenen KWEA Geräteklasse A zugeteilt, was für jede geradzahlige und ungeradzahlige Oberwelle einen bestimmten Grenzwert voraussetzt.

### 5.5.1 Methode

Zur Untersuchung der Netzurückwirkungen von KWEA im urbanen Gebiet wurden die normativ vorgeschriebenen Messwerte an zwei KWEA ermittelt. Hierfür wurde Messungen (Spannung  $U$ , Strom  $I$  auf allen drei Phasen, Windgeschwindigkeit, Drehzahl) an zwei KWEA (VK250 und SW05) im Energieforschungspark Lichtenegg sowie am Kraftwerkspark Simmering durchgeführt. Die Messung erfolgte vor dem Netzanschlusspunkt bzw. nach dem Wechselrichter der KWEA. Die Auswertung spezifischer Kennwerte wie Flicker, Unter- und Überspannung sowie Oberwellen erfolgte in der DEWETRON Messsoftware.

### 5.5.2 Amperius VK250 im Energieforschungspark Lichtenegg

Im Vermessungszeitraum (2 Tage) konnten Daten (harmonische Oberschwindungsströme, Flicker und Spannungseinbrüche) für Windgeschwindigkeiten zwischen 2 und 7 m/s aufgezeichnet werden. Aufgrund der bereits erwähnten Probleme mit der Steuerung konnten nicht für alle Windgeschwindigkeitsklassen bis zur Abschaltgeschwindigkeit von 14 m/s ausreichend Daten aufgezeichnet werden.

Oberschwingungen: Abbildung 72 zeigt den Anteil der Oberschwindungsströme relativ zum Grenzwert bei der KWEA Amperius VK250. Während des Messzeitraums lagen die

Oberschwingungen bei maximal 20 % des Grenzwertes je Phase. Der Grenzwert wurde damit nicht überschritten. In Bezug auf Oberschwingungen konnte damit kein wesentlicher Einfluss auf die Netzqualität festgestellt werden.

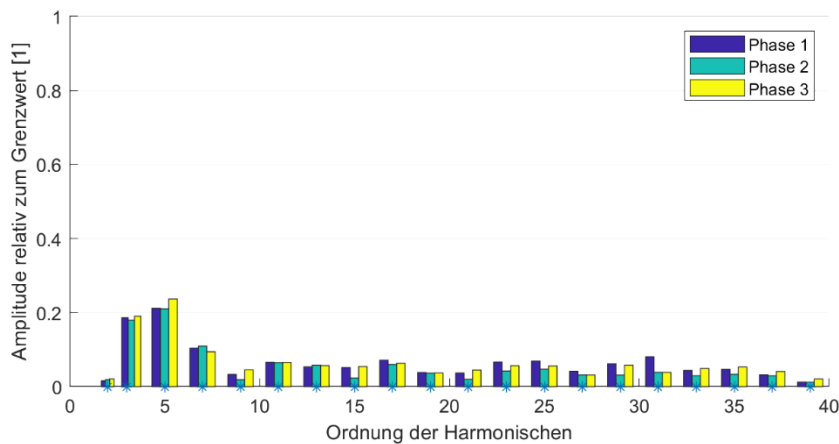


Abbildung 72: Oberschwingungsströme Amperius VK250 in Lichtenegg (Quelle: Eigene Darstellung)

Spannungseinbrüche und Flicker: Die Auswertung von Flickern und Spannungseinbrüchen hat gezeigt, dass keiner der Grenzwerte überschritten wurde. Der Grenzwert 1 für Kurzzeitflicker ( $P_{st}$ ) und der Grenzwert 0,65 für Langzeitflicker ( $P_{lt}$ ) sind bei keinem Phasenwinkel überschritten worden. Weiters liegen die Maximalwerte der drei Phasen unterhalb der Grenzwerte für jede Phasenlage. Spannungseinbrüche über 3,3 % der Nennspannung wurden nicht gemessen.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die gemessenen Werte für Oberschwingungen, Flicker und Spannungseinbrüche deutlich unter den Grenzwerten nach Norm lagen. Eine negative Beeinflussung der Netzqualität kann – zumindest betreffend die untersuchten Parameter – ausgeschlossen werden.

### 5.5.3 Schachner SW5 im Energieforschungspark Lichtenegg

Im Vermessungszeitraum (10 Tage) konnten Daten (harmonische Oberschwingungsströme, Flicker und Spannungseinbrüche) für Windgeschwindigkeiten zwischen 2 und 13 m/s aufgezeichnet werden.

Oberschwingungen: Abbildung 73 zeigt die im Messzeitraum aufgetretenen Oberschwingungsströme relativ zum Grenzwert. Dabei fällt auf, dass beim 25-fachen der Netzfrequenz der Oberschwingungsstrom auf Phase 2 den Grenzwert um 50 % übersteigt.

Spannungseinbrüche und Flicker: Der Grenzwert 1 für Kurzzeitflicker ( $P_{st}$ ) und der Grenzwert 0,65 für Langzeitflicker ( $P_{lt}$ ) werden bei keinem Phasenwinkel überschritten. Jedoch wurde der Grenzwert beim absoluten Maximum beim Kurzzeitflicker bei 30° Phasenwinkel mit 1,058 überschritten. Spannungseinbrüche über 3,3 % der Normspannung wurden nicht gemessen.

Es zeigt sich, dass die KWEA am Standort Lichtenegg die Grenzwerte für Flicker und Spannungseinbrüche nicht überschreitet. Beim Kurzzeitflicker wurde zwar der Grenzwert bei 30° Phasenwinkel beim Maximalwert überschritten. Für die Beurteilung der Netzverträglichkeit

ist dies jedoch nicht relevant. Eine negative Beeinflussung der Netzqualität konnte – zumindest betreffend Flicker und Spannungseinbrüche – nicht festgestellt werden. Bei Oberschwingungsströmen wurde der Grenzwert jedoch bei der 25. Ordnung überschritten, was zu einer Verzerrung der Netzgrundfrequenz führt. Gründe dafür sind nach Annahmen des Konsortiums die Steuerung und Regelung der Wechselrichter.

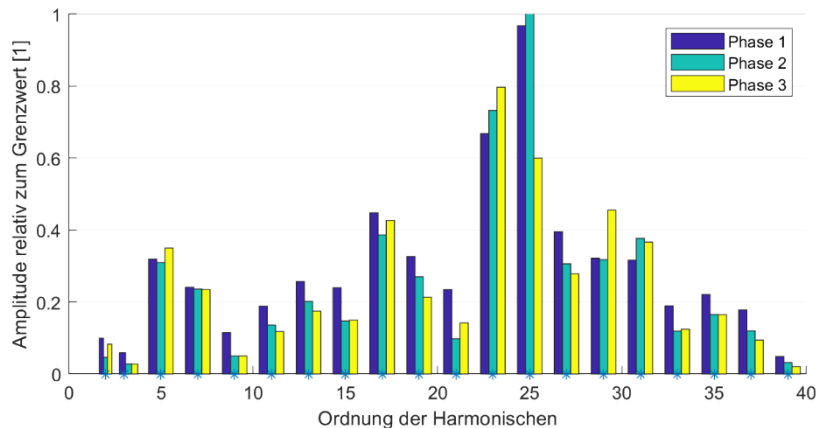


Abbildung 73: Oberschwingungsströme Schachner SW05 in Lichtenegg (Quelle: Eigene Darstellung)

#### 5.5.4 Schachner SW5 im Kraftwerkspark Simmering

Im Vermessungszeitraum (6 Tage) konnten Daten (harmonische Oberschwingungsströme, Flicker und Spannungseinbrüche) für Windgeschwindigkeiten zwischen 2 und 8 m/s aufgezeichnet werden. Höhere Windgeschwindigkeiten konnten innerhalb dieses Zeitraums nicht im erforderlichen Umfang verzeichnet werden.

Oberschwingungen: Abbildung 74 zeigt die Oberschwingungen relativ zum Grenzwert. Hierbei fällt auf, dass Oberschwingungsanteile ab der 10. Ordnung deutlich höher ausfallen, als in Lichtenegg. Bei den harmonischen Stromkomponenten wurde der Grenzwert bei der 23. und 25. harmonischen Oberschwingung um bis zu 30 % überschritten.

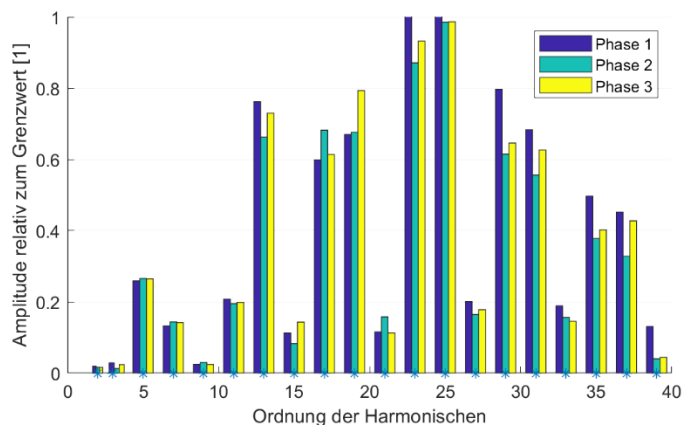


Abbildung 74: Oberschwingungsströme Schachner SW05 in Simmering (Quelle: Eigene Darstellung)

Spannungseinbrüche und Flicker: Der Grenzwert 1 für Kurzzeitflicker (Pst) und der Grenzwert 0,65 für Langzeitflicker (Plt) wurde bei keinem Phasenwinkel überschritten. Weiters liegen die Maximalwerte der drei Phasen unterhalb der Grenzwerte für jede Phasenlage.

Spannungseinbrüche über 3,3 % der Normspannung wurden nicht detektiert, jedoch wurde eine maximale Abweichung der Netzspannung um 7,44 % gemessen. Da sich die Anlage am Einspeisepunkt bei einem Kraftwerk befindet, ist es möglich, dass die maximale Spannungsanhebung von 7,44 % durch den Verbund von Erzeugungsanlagen im Netzabschnitt verursacht wurde. Daher muss die gemessene Spannungsanhebung nicht zwingend von der KWEA kommen, sondern kann auch durch andere Erzeugungsanlagen im Netzabschnitt hervorgerufen werden.

### **5.5.5 Zusammenfassung**

Die Überprüfung der Netzverträglichkeit von verschiedenen KWEA an verschiedenen Standorten hat ergeben, dass KWEA die Netzqualität – zumindest betreffend Flicker und Spannungseinbrüche – nicht negativ beeinflussen.

Jedoch konnte bei der KWEA Schachner SW05 eine Spannungsanhebung von über 7 % im Kraftwerkspark Simmering und eine Grenzwertüberschreitung bei den Kurzzeitflickerwerten im Energieforschungspark Lichtenegg detektiert werden. Bei diesen Grenzwertüberschreitungen handelt es sich um Maximalwerte, die für die Beurteilung der Netzverträglichkeit nicht relevant sind. Eine leichte Korrelation zwischen Windgeschwindigkeit und Flickerstärke ist grundsätzlich erkennbar.

Bei der KWEA Schachner SW05 wurden der Grenzwert für die 23. und 25. Ordnung der Oberwellenströme um bis zu 50 % überschritten. Der Wechselrichter der Anlage ist daher als nicht netzverträglich einzustufen. Anzumerken ist, dass sich auch im Kraftwerkspark Simmering weitere Oberschwindungsströme zwischen der 10. und der 30. Ordnung ebenfalls nahe dem Grenzwert (80 %) befinden.

## 6 Sicherheitstechnische Untersuchungen

### 6.1 Ermittlung und Beurteilung der Gefährdungspotentiale von KWEA in urbanen Gebieten

Zur Ermittlung relevanter Gefährdungspotentiale durch die Anwendung von KWEA in urbanen Gebieten wurde die probabilistische Sicherheitsanalyse (PSA) an die Technologie der Kleinwindkraft angepasst. Das untersuchte Risikoziel lautete: *Schäden an KWEA mit Gefährdungspotential für Personen in unmittelbarer Nähe der KWEA*. Schäden ohne direkte physische Gefährdung wurden nicht betrachtet. Folgend bezieht sich der Begriff *Schaden* in diesem Bericht nur noch auf Schäden im Sinne des Risikoziels.

Nach detaillierter Betrachtung möglicher Gefährdungspotentiale wurden drei Schäden nach der Definition des Risikoziels identifiziert (Zajicek, 2017):

1. Brand der Anlage
2. fallende Anlageteile
3. Eiswurf

Dementsprechend wurde die Untersuchung von dem ursprünglichen Bereich Blitzschlag und Brand auf die Untersuchung der drei resultierenden Schäden „Brand der Anlage“, „fallende Anlageteile“ und „Eiswurf“ ausgeweitet. Blitzschlag konnte als auslösendes Ereignis sowohl für Brand als auch für fallende Anlageteile detektiert werden und wurde somit ebenfalls in den Untersuchungen berücksichtigt. Die Auftrittshäufigkeiten der Gefährdungspotentiale und darüber hinaus deren Ursachen und Vermeidungsmöglichkeiten wurden innerhalb des Projekts betrachtet. Eiswurf wurde darüber hinaus gesondert untersucht.

#### 6.1.1 Methode

Datengrundlage für die Analyse sind die Schadensbeobachtungen im Forschungspark Lichtenegg, Niederösterreich. Hier werden seit 2011 verschiedene KWEA getestet. In dieser Analyse wurden 15 verschiedene Anlagen betrachtet, die im Zeitraum April 2011 bis April 2016 getestet wurden. Insgesamt traten in diesem Zeitraum sieben Schäden auf. Zwei dieser Schäden ereigneten sich im Februar 2016 und vielen somit bereits in die Projektlaufzeit. Darüber hinaus kam es zu zwei weiteren Schäden in den Jahren 2017 und 2018, welche jedoch nicht Teil der gegenwärtigen Schadensanalyse sind, da diese bereits 2016/17 durchgeführt wurde. Die Schäden innerhalb der Projektlaufzeit hatten weitreichende Auswirkungen auf den Verlauf des Projekts (siehe Abschnitt 1.2.1).

Zur Ermittlung der zu betrachtenden Schäden sowie der auslösenden Ereignisse wurden weiters die Datenpools von Sumanik-Leary (2013) sowie (Kühn, 2007) betrachtet.

Die sequenzielle Schadensbetrachtung mittels probabilistischer Sicherheitsanalyse bietet neben quantifizierten Aussagen zum Schadenseintritt die Möglichkeit, konkrete Verbesserungspotentiale zu identifizieren. Die PSA wurde in folgenden sechs Schritten durchgeführt:

1. Definition des Risikoziels
2. Ermittlung der Schäden von KWEA mit Gefährdungspotential für Personen in unmittelbarer Nähe
3. Identifizierung der auslösenden Ereignisse für die ermittelten Schäden
4. Berechnung der Auftrittshäufigkeiten für die auslösenden Ereignisse am Standort Lichtenegg
5. Identifizierung und Quantifizierung von Einflussfaktoren auf das auslösende Ereignis Materialversagen
6. Betrachtung verschiedener Sicherheitssysteme und Ermittlung der Schadenshäufigkeiten für die Beispielanlagen mit Hilfe von Entscheidungsbäumen

Schritt 2 und 3 wurden durch Analyse der drei Datenpools durchgeführt. Ergänzend wurden ExpertInnen aus der Industrie sowie dem Wissenschaftssektor befragt. Betrachtet wurden verschiedene, sich bereits in Anwendung befindende KWEA mit einer Nennleistung bis 10 kW. Zur Berechnung der Auftrittshäufigkeiten der auslösenden Wetterereignisse (Schritt 4) wurden die von der Energiewerkstatt eV am Standort Lichtenegg erhobenen Wetterdaten genutzt. Für das einzige nicht wetterabhängige, auslösende Ereignis „Materialversagen“ wurde die Auftrittshäufigkeit aufgrund der in Lichtenegg beobachteten Schäden ermittelt. Da es sich bei Materialversagen um ein anlagenabhängiges Ereignis handelt, wurden verschiedene Anlageeigenschaften mittels Signifikanztest auf ihren Einfluss auf das Materialversagen getestet (Schritt 5). Der Einfluss folgender Kriterien wurde betrachtet:

1. Achsenorientierung: Vertikal oder horizontal
2. Nennleistung: Größer/kleiner 5 kW
3. Zertifizierung

In Schritt 6 wurden die Sicherheitssysteme verschiedener KWEA betrachtet. Mit Hilfe von ETs wurden die Versagenshäufigkeiten der Sicherheitssysteme ( $P_i$ ) betrachtet und mit der Auftrittshäufigkeit der auslösenden Ereignisse ( $f_i$ ) multipliziert. Mit Gleichung [2] konnten quantitative Aussagen zum Auftreten der Schäden ( $h_j$ ) getroffen und ermittelt werden, durch welche Sicherheitssysteme Schäden erfolgreich reduziert werden können und wo noch Verbesserungsbedarf besteht.

$$h_{\text{Schaden}} = \sum [f_{\text{auslösendes Ereignis}} \cdot P_{\text{Versagen des Sicherheitssystems}}] \quad [2]$$

Zur Ermittlung der Schadenshäufigkeit von Materialversagen wurden weiters die oben beschriebenen Risikofaktoren ( $F_k$ ) in die Berechnung integriert. Bei Ermittlung eines signifikanten Einflusses eines Kriteriums auf die Fehlerhäufigkeit wurde das Kriterium durch einen Risikofaktor ( $F_k$ ) in die Formel zur Berechnung der Auftrittshäufigkeit des Schadens ( $h_j$ ) integriert. [3] gibt einen Überblick über die in der Berechnung verwendeten Variablen.

$$h_{\text{Materialversagen}} = f_3 \cdot P_3 \cdot F_1 \cdots F_n \quad [3]$$

### 6.1.2 Inhaltliche Darstellung und Ergebnisse

Zu den drei Schäden an KWEA mit Gefährdungspotential für Personen in unmittelbarer Nähe der KWEA konnten folgende vier auslösende Ereignisse aufgrund der Daten und der ExpertInnengespräche ermittelt werden:

- f<sub>1</sub> hohe Windgeschwindigkeiten (> 12 m/s)
- f<sub>2</sub> Blitzschlag
- f<sub>3</sub> Materialversagen
- f<sub>4</sub> Eisansatz

Abbildung 75 zeigt den Zusammenhang zwischen auslösenden Ereignissen und Schäden. Folgend wurde für jedes der auslösenden Ereignisse (f<sub>1</sub> bis f<sub>4</sub>) die standortsspezifische Auftrittshäufigkeit ermittelt. Da alle betrachteten Daten im Forschungspark Lichtenegg erhoben wurden, gelten für die gesamte Analyse die Standortbedingungen des Standorts Lichtenegg.

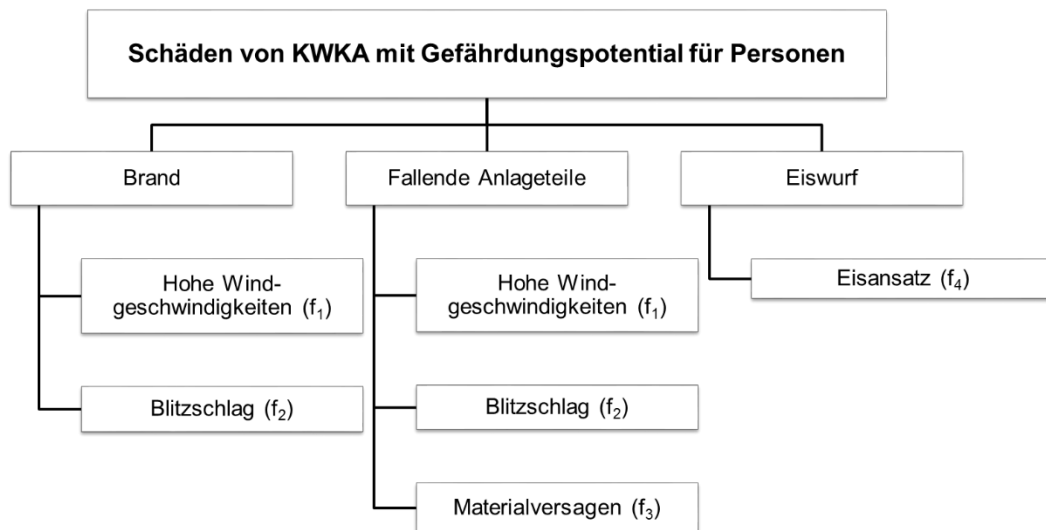


Abbildung 75: Schäden von KWEA mit Gefährdungspotential für Personen und deren auslösende Ereignisse (f<sub>1</sub>-f<sub>4</sub>) (Quelle: Eigene Darstellung)

#### Auslösende Ereignisse

Zur Berechnung von f<sub>1</sub> „hohe Windgeschwindigkeiten“ wurden die Häufigkeiten für das Auftreten von Windgeschwindigkeiten größer gleich 12 m/s in 19 m Höhe am Standort Lichtenegg verwendet. Es wurde der Mittelwert pro Minute aus Messdaten mit einer Sekunde Messintervall verwendet. Es ergibt sich eine durchschnittliche Auftrittshäufigkeit von *10.589 Minuten pro Jahr*, also rund *2% der Zeit*.

Laut dem Austrian Lightning Detection and Information System, welches laut ÖNORM EN 62305-2 zur Risikoanalyse betreffend Blitzschlag heranzuziehen ist, beträgt die Blitzdichte am Standort Lichtenegg 2,39 Blitze / km<sup>2</sup>a. Der Einschlagradius eines auftretenden Blitzes wurde nach der Electro Geometrical Method (Cooray, 2015) berechnet. Dabei konnte die jährliche Blitzdichte als *0,024 Blitze pro Jahr* ermittelt werden.

Sechs der sieben Schäden sind auf das Materialversagen als ursprünglich auslösenden Faktor zurückzuführen. Insgesamt ergeben sich 30 Anlagebetriebsjahre aus den fünf Jahren mit



jeweils mehreren parallel getesteten Anlagen. Aus diesen sechs Materialversagen sowie den 30 Betriebsjahren lässt sich somit eine Auftrittshäufigkeit für Materialversagen von *0,2 Ereignissen pro Jahr* ableiten.

Eisansatz kann auf zwei Arten entstehen: Anfrieren von Nebel oder durch gefrierenden Regen. Auftrittshäufigkeiten können für beide Ereignisse aus der topografischen Lage sowie den Wetterdaten des Standorts ermittelt werden. Hierzu werden die Kriterien verwendet, die (Pospichal & Formayer, 2011) als meteorologische Bedingungen für Eisansatz an großen Windkraftanlagen ermittelt haben. Aus dem Bericht lassen sich eine Häufigkeit von 9,9 Ereignissen von gefrierendem Nebel und 0,36 Ereignissen von gefrierenden Regen pro Jahr, gesamt also 10,26 Vereisungsereignisse p.a. ableiten. Aus den Erfahrungen der letzten fünf Jahre in Lichtenegg ist anzunehmen, dass es sich bei einem Großteil dieser Ereignisse um sehr geringe Eismassen handelt. Das beobachtete Auftreten von relevantem Eisansatz (Stücke mit einer Masse größer 200 g) ist mit 0 bis 1 Ereignissen pro Jahr deutlich geringer. Daher wurde mit einer Wahrscheinlichkeit von 20% angenommen, dass der Eisansatz eine relevante Masse aufweist. Zudem ist die KWEA mit einer Wahrscheinlichkeit von 73,5% in Betrieb. Somit beträgt die Auftrittshäufigkeit von Eisansatz in einer relevanten Größe bei laufender KWEA *1,51 Ereignissen pro Jahr*.

### **Einflussfaktoren auf das Materialversagen**

Folgend sind die Ergebnisse des Signifikanztestes nach Fisher für die drei Einflussfaktoren auf Materialversagen dargestellt. Achsenorientierung, Nennleistung und Zertifizierung wurden betrachtet. Die Achsenorientierung einer KWEA, vertikal oder horizontal, bringt grundlegende Unterschiede im Aufbau sowie im Verhalten der Anlage mit sich. Zudem existiert innerhalb der in Lichtenegg erhobenen Daten deutlich mehr Erfahrung im Betrieb von horizontalen KWEA.

Tabelle 8: Schadensverteilung für das Merkmal Achsenorientierung

<b>Merkmal: Achsenorientierung</b>	<b>Betriebs- erfahrungen [Volllaststunden]</b>	<b>tatsächliche Schadensfälle</b>	<b>erwartete Schadensfälle</b>	<b>Tatsächliche durch erwartete Schadensfälle</b>	<b>Risikofaktor F1 je Ausprägung des Kriteriums</b>
<b>1. Vertikal</b>	23 401	4	0.44	4/0.44	9,091
<b>2. Horizontal</b>	351 355	3	6.56	3/6.56	0,457
<b>Gesamt</b>	374 756	7	7		
<i>p=0.00045</i>					

Tabelle 8 zeigt die Schadensverteilung für das Kriterium Achsenorientierung. Die erwarteten Schadensfälle ergeben sich aus der Gleichverteilung der sieben Schadensfälle auf die beiden Ausprägungen des Kriteriums anhand der Volllaststunden. Das Kriterium beeinflusst die Häufigkeit von Materialversagen ( $p=0,00045$ ). Weiter sind die berechneten Risikofaktoren F1 zu sehen: der erhöhenden Faktor 9,091 bei vertikaler Drehachse und der reduzierenden Faktor 0,457 bei horizontaler Drehachse.

Auch in ihrer Nennleistung gibt es große Unterschiede zwischen KWEA. Die in Lichtenegg getesteten Anlagen haben eine Nennleistung zwischen 1 und 10 kW. Die mittlere Nennleistung (5 kW) wurde als Grenze gewählt, um zu ermitteln, ob kleinere oder größere Anlagen signifikant schadensanfälliger sind. Auch dieses Kriterium wurde als signifikantes Einflusskriterium ermittelt ( $p=0.01961$ ). Es ergeben sich damit die Risikofaktoren F2: den reduzierenden Faktor 0,394 für größere KWEA und den risiko-erhöhenden Faktor 2,6 für kleinere KWEA.

Bei dem Signifikanztest des Kriteriums Zertifizierung wurde nicht zwischen den verschiedenen Zertifizierungen unterschieden. Für dieses Kriterium konnte kein signifikanter Einfluss identifiziert werden ( $p=0,4639$ ).

### Schadenshäufigkeiten

Nach der Formel für Schadensauftrittshäufigkeiten [2] ergaben sich unter Berücksichtigung aller auslösenden Ereignisse folgende Auftrittshäufigkeiten für die drei Schäden, welche in Abbildung 76 graphisch dargestellt werden:

$$h_{Brand} = \text{von } 2.07 \cdot 10^{-4} \text{ bis } 8.48 \cdot 10^{-3} \text{ Ereignisse pro Jahr}$$

$$h_{fallende \text{ Anlageteile}} = \text{von } 1.52 \cdot 10^{-2} \text{ bis } 7.43 \cdot 10^{-1} \text{ Ereignisse pro Jahr}$$

$$h_{Eiswurf} = \text{von } 3.02 \cdot 10^{-1} \text{ bis } 1.51 \cdot 10^0 \text{ Ereignisse pro Jahr}$$

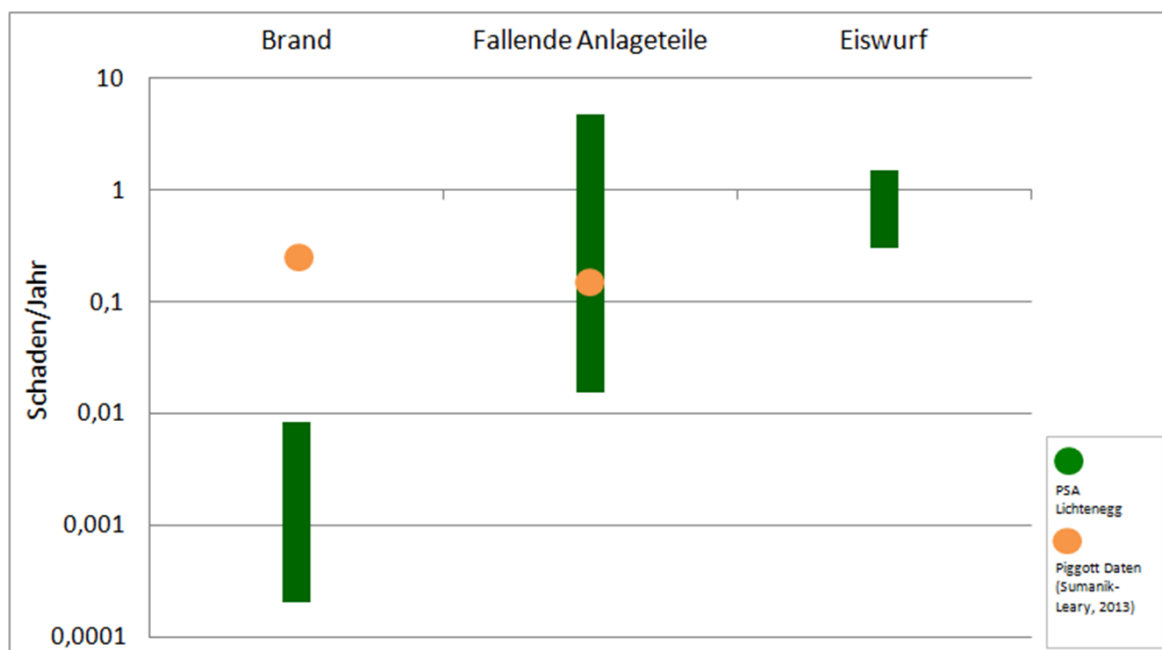


Abbildung 76: Schadenshäufigkeiten von Brand, fallenden Anlageteilen und Eiswurf in Schäden pro Jahr auf einer logarithmischen Skala. Grün: die in Lichtenegg betrachteten Anlagen, orange: die Piggott Anlagen aus dem Datensatz von Sumanik-Leary (2013).

Die großen Bandbreiten ergeben sich durch die Analyse unterschiedlicher KWEA mit unterschiedlichen Sicherheitssystemen. Mit Hilfe der ETs werden folgend die größten Unterschiede dargestellt.

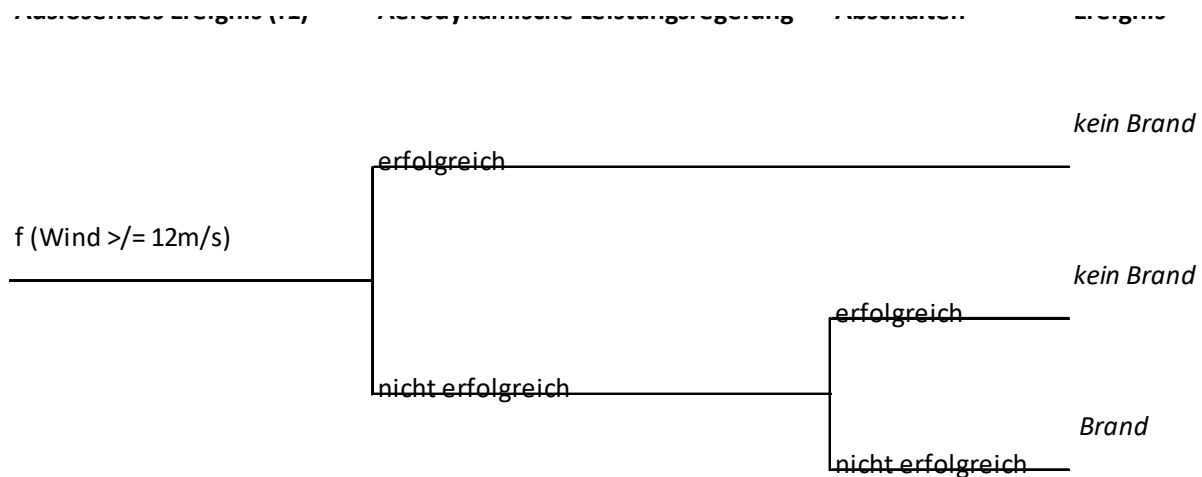


Abbildung 77: Ereignisbaum mit auslösendem Ereignis hohe Windgeschwindigkeiten und dem Schaden Brand (Quelle: Eigene Darstellung)

Abbildung 77 zeigt den ET zum auslösenden Ereignis „hohe Windgeschwindigkeiten“ und dem Schaden „Brand“. Auch für den Schaden „fallende Anlageteile“, ausgelöst durch hohe Windgeschwindigkeiten, wurde dieser ET verwendet. Es kommen zwei Arten von Sicherheitssystemen zum Schutz vor hohen Windgeschwindigkeiten zur Anwendung. Die aerodynamische Leistungsregelung, dargestellt durch den ersten Ast des ETs, regelt den Winkel der Flügel zur Windrichtung, sodass die Anlage auch bei höheren Windgeschwindigkeiten produzieren kann, ohne zu hohe Drehzahlen aufzuweisen. Beispiele für eine aerodynamische Leistungsregelung sind das Pitch System, die Stall Regelung oder das Furling System (Mathew, 2006). Der zweite Ast des ETs ist dem Sicherheitssystem zum Abschalten der Anlage zugeordnet. Viele KWEA verfügen über ein automatisches Abschaltssystem bei zu hohen Windgeschwindigkeiten.

Es zeigte sich, dass das Risiko des Schadens „Brand“ durch das auslösende Ereignis „hohe Windgeschwindigkeiten“ deutlich durch das Vorhandensein der Sicherheitssysteme reduziert werden kann. Vor allem ein redundantes Bremssystem reduziert die Möglichkeit eines Brandes stark. Während es bei KWEA ohne Bremssystem zu 0.37 Bränden verschiedenster Anlageteile pro Jahr kommt (Sumanik-Leary, 2013), wird die Auftrittshäufigkeit durch ein redundantes Bremssystem auf  $4.68 \cdot 10^{-3}$  pro Jahr reduziert. Die Aerodynamische Leistungsregelung reduziert die Auftrittswahrscheinlichkeit weiter auf  $1.69 \cdot 10^{-5}$  Ereignisse pro Jahr. Auch das Auftreten des Schadens „fallende Anlageteile“ durch das Ereignis „hohe Windgeschwindigkeiten“ wird durch gängige Sicherheitssysteme von  $7.43 \cdot 10^{-1}$  auf  $3.81 \cdot 10^{-3}$  Ereignisse pro Jahr reduziert. Da häufig über die Auslegung der Anlage hinausgehende Schwingungen Ursache für Bruch aufgrund zu hoher Windgeschwindigkeiten zu sein scheinen, ist hier vor allem das Vorhandensein eines Vibrationssensors in Kombination mit einem automatischen Bremssystem effizient.

Viele Anlagen verfügen über eine Erdung durch den Mast. Das effiziente Ableiten des Blitzes durch dieses System ist in der Betrachtung für das auslösende Ereignis „Blitzschlag“ durch einen Ast des ETs dargestellt. Es zeigt sich, dass das Auftreten von Brand durch richtig ausgelegte Blitzableiter auf bis zu  $1.9 \cdot 10^{-4}$  Ereignisse pro Jahr reduziert werden kann.

Schlägt der Blitz in einen Teil des elektronischen Systems ein, wird er in den Boden abgeleitet. Durch die hohe Spannung schmelzen die Messinstrumente, der Generator kann jedoch geschützt werden. Bei einer KWEA ohne Erdung kann ein Blitzeinschlag direkt zum Generatorbrand führen. Nicht geschützt sind im Normalfall die Rotorblätter einer KWEA. Je nach verwendetem Material der Rotorblätter ist hier ein Brand möglich, jedoch aufgrund der schlechten Brennbarkeit der Materialien sehr unwahrscheinlich. Fallende Anlageteile aufgrund des Ereignisses „Blitzschlag“ können daher lediglich auf  $1.14 \cdot 10^{-2}$  Ereignisse pro Jahr reduziert werden.

Innerhalb der erhobenen Daten zu dem Schaden „fallende Anlageteile“ ist das auslösende Ereignis „Materialversagen“ häufig aufgetreten, daher ist eine Vermeidung des Schadens durch Materialfehler ein wichtiger Faktor zur Reduktion des Gesamtrisikos. Der Ast Abschalten beinhaltet jegliche Art der frühzeitigen Detektion von Materialversagen und dem damit verbundenen Abschalten der Anlage. Drei Arten der Detektion konnten ermittelt werden: Erkennen des Fehlers während der Wartung, elektronische Überwachung der Anlageparameter und Erkennung von Unwucht mittels eines Vibrationssensors. Vor allem Letzterer zeigte eine deutliche Reduktion der Schadensfälle. Zudem haben die beschriebenen Risikofaktoren einen großen Einfluss auf die Häufigkeit von fallenden Anlageteilen auf Grund von Materialversagen. Je nach Design und Sicherheitssystem variiert das Auftreten des Schadens „fallende Anlageteile“ aufgrund von Materialversagen zwischen  $3.66 \cdot 10^{-5}$  und 0.73 Ereignissen pro Jahr.

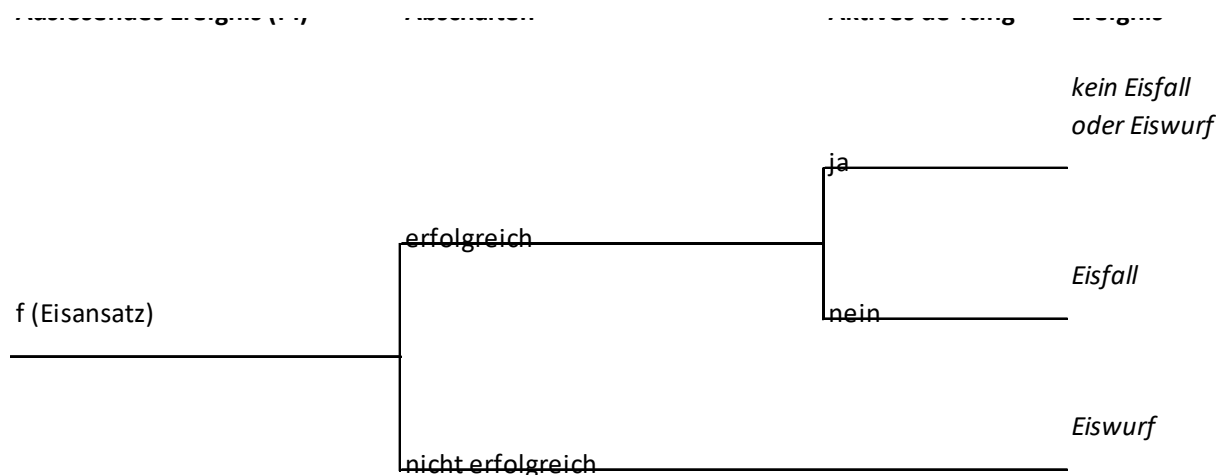


Abbildung 78: Ereignisbaum mit auslösendem Ereignissen Eisansatz und dem Schaden Eiswurf (Quelle: Eigene Darstellung)

Das auslösende Ereignis „Eisansatz“, dargestellt im ET Abbildung 78, kann mehrmals pro Jahr auftreten. Die meisten KWEA verfügen über kein Sicherheitssystem zur Reduzierung des Risikos des Schadens „Eiswurf“. Es gibt die Möglichkeit, durch Sensoren Eis zu detektieren und daraufhin die Anlage abzuschalten. Bislang werden synoptische oder optische Sensoren sowie Vibrationssensoren verwendet. Diese Sicherheitssysteme reduzieren Eiswurf auf bis zu  $1.51 \cdot 10^{-1}$  Ereignisse pro Jahr, führen jedoch zu Eisfall (Abfallen der Eisansätze in unmittelbarer Nähe der Anlage). Aktives Entfernen des Eises ist derzeit allenfalls händisch

vorgesehen. Durch Personal, welches große Eisstücke an der Anlage entfernt, kann die Sicherheit weiter erhöht werden.

## **6.2 Beobachtung von Eisansatz**

Da im Gegensatz zur Großwindkraft bisher keine systematischen Untersuchungen zum Grad und Qualität der Vereisung von Kleinwindkraftanlagen vorliegen, wurden gezielte Beobachtungen des Eisansatzes durchgeführt.

### **6.2.1 Methode**

Dazu wurde basierend auf den Vereisungs-Vorhersagen der ZAMG der Untersuchungsstandort an geeignet erscheinenden Tagen angefahren und die Vereisung der Anlagen bzw. die Größe der abgefallenen/abgeworfenen Fragmente dokumentiert. Im Untersuchungszeitraum, der die Winter 2016/17 und 2017/18 sowie den Jänner 2016 umfasste, konnten neun solcher Beobachtungen durchgeführt werden. Nach Ankunft des Beobachtungsteams am Standort wurde mittels Kamera mit Teleobjektiv die Vereisung der Rotorblätter der KWEA sowie als Referenz der lokalen GWEA dokumentiert. Die Eismenge lässt sich daraus bei bekannten Rotorblattdimensionen abschätzen. Danach wurde die Umgebung nach abgeworfenen Eisfragmenten untersucht. Hierbei wurde besonderes Augenmerk darauf gelegt, Verwechslungen mit Eisfragmenten von der GWEA bzw. von Tragstrukturen der Anlagen zu vermeiden.

Eine Testanlage mit eisabweisend beschichteten Rotorblättern wurde ggf. zur genaueren Foto-Dokumentation angehalten und die Vereisung direkt an der Anlage dokumentiert. Hierzu wurde die Eisstruktur an den Flügeln direkt untersucht und nach erfolgter Dokumentation das Eis entfernt und gewogen.

### **6.2.2 Inhaltliche Darstellung und Ergebnisse**

Aufgrund des vereisungsarmen Winters 2015/16 stammt die Mehrheit der Untersuchungsergebnisse aus dem Zeitraum Januar 2017 bis März 2018. Hierbei fand bei einem der neun beobachteten Ereignisse starke Vereisung statt, nach der auch mehrere Eisfragmente gefunden und den zugehörigen Anlagen zugeordnet werden konnten. Bei drei weiteren Ereignissen wurden ebenfalls Fragmente gefunden, jedoch nach wesentlich schwächerer Vereisung und unter Bedingungen, die Auffinden und Zuordnen der Fragmente deutlich erschwerten.

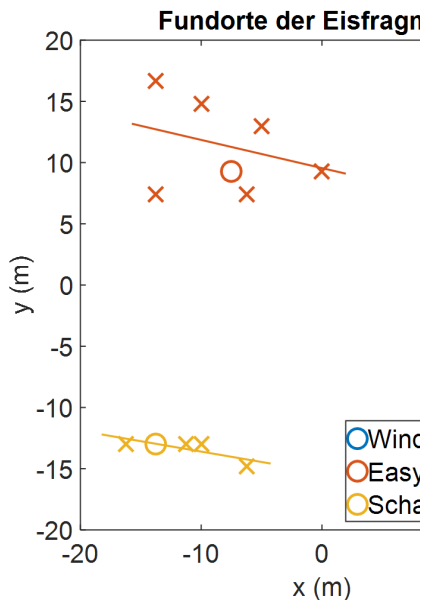


Abbildung 79: Fundorte von Eisfragmenten bei Eisabwurf am 08.01.2016. Die anzunehmenden Rotorebenen sind durch Linien markiert. (Quelle: Eigene Darstellung)

Bei allen weiteren Beobachtungen wurde die Vereisung der Rotorblätter selbst dokumentiert und die vorhandenen Eismassen abgeschätzt.

Diese Beobachtungen bestätigten die vorausgeschickte Annahme, dass durch Beobachtung von Eisfall keine ausreichende Datenbasis für die Risikobewertung geschaffen werden kann. Jedoch stellen die erhobenen Daten eine wesentliche Voraussetzung für die beschriebenen Experimente dar.

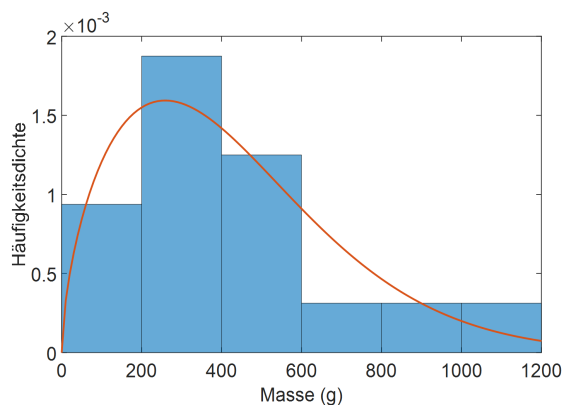


Abbildung 80: Häufigkeitsverteilung der Masse der gefundenen Eisfragmente bei Eiswurf am 08.01.2016. (Quelle: Eigene Darstellung)

Weiters wurden an zwei Tagen Eisfragmente von KWEA in risikorelevanter Größe gefunden. Von den gesammelten Fragmenten konnten sechs gescannt und somit archiviert bzw. für Experimente reproduziert werden. Hierbei ist zu beachten, dass nur risikorelevante Fragmente gesammelt wurden, d.h. ihr Gewicht betrug mindestens 100 g.

Die gefundenen Fragmente wurden hinsichtlich ihrer Masse und Wurfweite betrachtet. Es zeigt sich hier, dass bei starker Vereisung relevante Mengen von risikorelevanten Eisfragmenten

abgeworfen werden und teilweise Wurfweiten geringfügig unterhalb der Turmhöhe erreicht wurden.

Ein wesentlicher Faktor für die Sicherheitsbewertung ist die gesamt aufgebaute Eismenge, die wiederum stark von der Geschwindigkeit des Rotorblattes abhängt. Da die Anlagen bei Eisansatz nicht abschalten, findet bei Vereisungsbedingungen kontinuierlich Aggregation statt. Es zeigte sich, dass das angesetzte Eis die Aerodynamik der Rotorblätter oft nur gering beeinflusst, wodurch auch auf diesem Weg die Drehzahl kaum herabgesetzt wird. Der genaue Hintergrund dieses Umstandes ist nicht bekannt und verdient weitere Untersuchung.

Eine weitere Auswirkung der Zunahme des Eisansatzes mit der Blattgeschwindigkeit spiegelt sich in der Ausbildung linear nach Außen zunehmender Eisstärken wider, wie auch in Seifert (2003) beschrieben. Während bei Großwindkraftanlagen die Flächenänderung des Profilquerschnittes eine deutliche Auswirkung auf die Eismengen hat, ist die bei KWEA im Allgemeinen nicht zu erwarten. Dies ist darauf zurückzuführen, dass sich die normal zum scheinbaren Wind projizierte Fläche der Vorderkante über die Flügellänge bei kleinen Anlagen meist nur gering verändert.

### **6.3 Untersuchungen zu Eiswurf und Eisabfall**

Eiswurf ist ein aus verschiedenen Gründen schwer zu beobachtendes Phänomen. Zum einen ist die meteorologische Vorhersage relevanter Vereisung sehr schwierig, zum anderen ist auch der Zeitraum des Abwerfens kaum bestimmbar. Weiters ist Eiswurf während und nach Vereisungsperioden jederzeit möglich, wenn die Kombination aus Eismasse, Windgeschwindigkeit und ggf. Vibrationen ausreicht, um Eisfragmente zu lösen. Daher ist auch die Beobachtung einer ausreichenden Zahl solcher Ereignisse, um statistische Aussagen über die Gefährdung zu machen, praktisch nicht durchführbar.

#### **6.3.1 Methode**

Basierend auf den während der Beobachtungen gesammelten Eisfragmenten wurden mittels 3D-Druck Probekörper für Experimente zu Eiswurf hergestellt. Weitere Probekörper wurden aus Polystyrolplatten gefertigt.

Zum Wurf dieser Probekörper wurde eine Wurfvorrichtung angefertigt, die ähnliche Abwurfbedingungen schafft, wie ein verhältnismäßig kleiner (1 m Radius) Horizontalläufer. Dazu wurden zwei 1 m lange Ausleger drehzahlkontrolliert angetrieben. Einer der Ausleger wurde mit einer zu den Probekörpern passenden Halterung versehen, die das Fixieren und ferngesteuerte Auslösen der Probekörper erlaubte.



Abbildung 81: Vereiste KWEA Windspot 1,5 kW (Quelle: Eigene Datstellung)

Die Wurfvorrichtung wurde so ausgelegt, dass Umdrehungszahlen von bis zu 200 rpm mit bis zu 250 g schweren Probekörpern erreicht werden konnten. Bei den Versuchen wurde sie auf einem Gittermast in 16 m Höhe mit der Achse in Windrichtung montiert.

Zur Rekonstruktion der Wurftrajektorien wurden Bildserien mit Zeitabständen von 0,5 s mit zwei synchronisierten Kameras angefertigt, die Aufprallpunkte der Probekörper wurden zusätzlich mittels GPS aufgenommen.

### 6.3.2 Inhaltliche Darstellung und Ergebnisse

Bei den Experimenten wurde darauf abgezielt, möglichst die höchsten erreichbaren Wurfweiten darzustellen. Deshalb wurden die meisten Würfe 190 rpm und 45° (Parabelwurf) bzw. 90° (horizontaler Wurf) Abwurfwinkel durchgeführt. Die experimentell ermittelten Wurfweiten liegen dabei überwiegend im Bereich der doppelten Abwurfhöhe und darüber. Die Streuung ist vergleichsweise stark mit etwa 20-25%. Es fällt weiter auf, dass kein wesentlicher Wurfweitenunterschied zwischen den verschiedenen Abwurfwinkeln zu erkennen ist. Dies ist zwar teilweise darauf zurückzuführen, dass die Probekörper beim Aufprall aufspringen und somit sich nach dem ersten Aufprall noch etwas weiter bewegen, wesentlichen Einfluss dürften aber auch die längere Flugdauer und damit der stärkere Einfluss des Luftwiderstandes auf den Probekörper haben.

Bei Betrachtung einer Boxplot-Darstellung der Wurfweiten der Raueis-Probekörper bei 0° Abwurfwinkel (entsprechend einem horizontalen Wurf) ist zu erkennen, dass die naturnahen Probekörper (NAL und NBL) geringere Wurfweiten, als die stärker idealisierten Probekörper aufweisen, der Median der Wurfweiten aber auch bei etwa der doppelten Abwurfhöhe liegt (Abbildung 82).



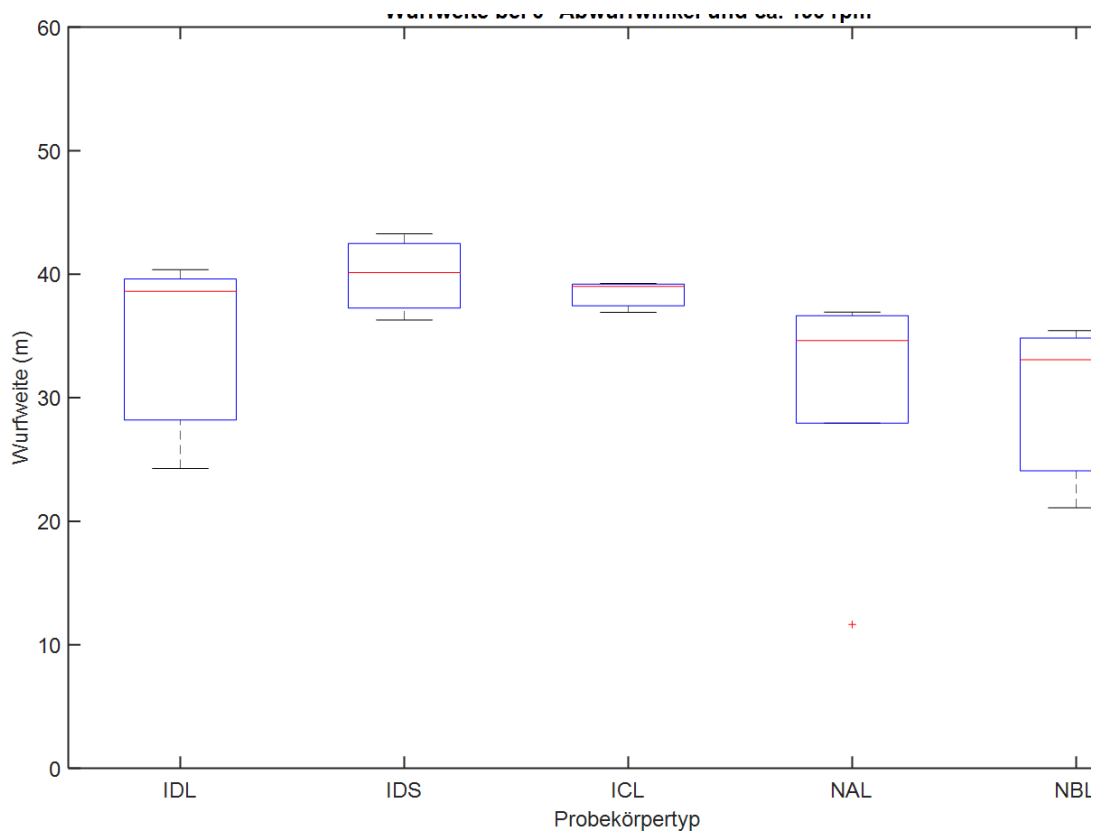


Abbildung 82: Verteilung der Wurfweiten bei 0° Abwurfwinkel und 190 rpm in Abhängigkeit vom Probekörpertyp (Quelle: Eigene Darstellung)

Bei einer qualitativen Analyse der Ergebnisse zeigt sich, dass nur ein geringer Teil der Flugbahnen große Übereinstimmung zwischen Experiment und Simulation aufweisen.

Die Simulation normal zur Wurfriechtung, praktisch also die Verfrachtung durch den Wind, wird vom Modell noch schlechter abgebildet. 15% der Simulationswürfe liegen im Bereich von 40% Über- oder Unterschätzung der Verfrachtung, 40% überschätzen die Verfrachtung um das Doppelte oder mehr.

Schließlich zeigt der Vergleich zwischen der Komponente in Wurfriechtung und der Gesamtweite, dass der Beitrag zur Gesamtweite durch die Komponente normal zur Wurfriechtung sehr gering ist. Dies ist auf die niedrigen Windgeschwindigkeiten zum Zeitpunkt der Versuchsdurchführung zurückzuführen.

Zusammenfassend zeigt sich, dass eine grobe Abschätzung von Wurfweiten unter Berücksichtigung großzügiger Fehlertoleranzen möglich ist, eine räumlich gut aufgelöste Betrachtung der Wurfweiten überschreitet jedoch die Möglichkeiten des Modells deutlich.

Ein weiterer Vergleich zwischen Simulation und Modell wurde für die Endgeschwindigkeit der Probekörper durchgeführt. Hier zeigt sich eine gute Übereinstimmung - 80% der simulierten Würfe liegen im Bereich  $\pm 20\%$  der Messung für die Endgeschwindigkeit.

## 6.4 Untersuchung der Anti-Freeze-Folie

Ein weiterer Untersuchungsschwerpunkt lag in der Untersuchung des Effekts eisabweisender Folien des Fraunhofer IGB. Laut Hersteller werden auf diese Folien mittels eines Plasma-Verfahrens strukturierte Anti-Eis Schichten abgeschieden. Zusätzlich kann eine chemische Behandlung erfolgen.

### 6.4.1 Methode

Die Folien wurden zur Untersuchung auf einer Kleinst-WEA der Firma Black, Modell Black 300, montiert. Hierbei wurde eines der Rotorblätter mit einer oberflächenstrukturierten Folie versehen, eines mit einer strukturierten und chemisch behandelten Folie und das dritte als Referenz im Originalzustand belassen. Zusätzlich wurde ein am Boden fest montierter Vertikalläufer der Firma CleanVertec, dessen Rotorblattkanten vollständig mit eisabweisenden Folien beklebt sind, ebenfalls auf Vereisung überprüft. Bei letzterem war prinzipiell schwächere Vereisung zu erwarten, einerseits da es sich um einen Vertikalläufer handelt, andererseits da er nicht rotiert.

### 6.4.2 Inhaltliche Darstellung und Ergebnisse

Die Betrachtung der CleanVertec Anlage zeigte beim Vergleich der Vereisung auf den Folien gegenüber der Eisbildung an nicht beklebten Teilen (obere Hälfte der Rotorblätter), dass die Eisschicht auf den beschichteten Anlagenteilen schlecht haftet und sich bereits löst, bevor die Schicht eine bedrohliche Stärke annehmen kann. Wäre die Anlage in Betrieb, könnte man davon ausgehen, dass sich die in Abbildung 83 erkennliche Eisschicht auf dem beschichteten Teil des Rotorblatts ohne nennenswertes Gefährdungspotenzial ablöst. Fraglich ist, ob sich die Eisschicht auf der rotierenden Anlage gleich aufgebaut hätte oder ob durch die höhere relative Geschwindigkeit der aufprallenden Wasser- und Eispartikeln die Eisschicht stärker an der Beschichtung gehaftet hätte.



Abbildung 83: Vereisung der CleanVerTech (links) und Vereisung der Black 300 (rechts) jeweils im Energieforschungspark Lichtenegg (Quelle: Eigene Darstellung)

In vier Fällen konnte Vereisung der Black-Anlage beobachtet werden. In allen Fällen war die aufgebaute Eismenge in Umfang und Form unabhängig vom Folieneinsatz (siehe Abbildung 83) rechts.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die untersuchten eisabweisenden Folien keinen ausreichend großen Einfluss auf die Eisbildung bzw. Anhaftung hatten, um Eisabfall und Eiswurf zuverlässig verhindern zu können. Je nach Art der Vereisung kann die Beschichtung zwar die Haftung der Eisschicht am Rotorblatt reduzieren, jedoch ist davon auszugehen, dass dieser Effekt nicht ausreicht, um bei dichtem Raureif die Bildung einer Eisschicht mit einer Stärke von mehreren Zentimetern zu verhindern.

## 6.5 Risikoreduzierende Maßnahmen

### 6.5.1 Methode

Auf Basis der Ergebnisse der sicherheitstechnischen Untersuchungen in Punkt 5.1 bis 5.4. wurden Maßnahmen zur gesamtheitlichen Risikoreduktion der urbanen Nutzung von KWEA entwickelt und ein Maßnahmenkatalog für BetreiberInnen sowie HerstellerInnen von KWEA erarbeitet. Dieser dient als Leitfaden, um eine gesamtheitliche Risikoreduktion bei der Errichtung und in weiterer Folge dem Betrieb von KWEA in urbanen Gebieten zu erreichen. Darüber hinaus wird speziell auf die Unterschiede zur Installation in ländlichen Gebieten eingegangen.

### 6.5.2 Inhaltliche Darstellung und Ergebnisse

Auf Grund des Fokus auf urbane Gebiete sowie der österreichischen Rechtslage (Leonhartsberger & Renz, 2016) bezieht sich der Maßnahmenkatalog auf Anlagen mit einer Nennleistung bis zu 15 kW. Mangels Standardisierung sind KWEA unter 15 kW Leistung sehr divers. Die unterschiedlichen Ausführungen der KWEA machen es unmöglich, eine allgemeingültige Vorgabe für die Sicherheitsbestimmungen abzugeben. Risikoreduzierende Maßnahmen müssen vielmehr abhängig vom Standort sowie von der Anlage selbst fallspezifisch getroffen werden. Der Maßnahmenkatalog bietet eine Orientierungshilfe, welche Risiken es zu berücksichtigen gilt.

Tabelle 9: Maßnahmen zur Risikoreduktion bei urbanen Kleinwindkraftanlagen und deren Reduktionspotential nach Schadenskategorien

Schaden	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7
Brand			(x)	x		x	
Fallende Anlageteile	x	x	x	x	x	x	x
Eiswurf und Eisfall				x	x		x

Folgend werden die identifizierten Maßnahmen skizziert. Für detailliertere Beschreibungen der Maßnahmen siehe Zajicek und Drapalik (2018). Die Maßnahmen M1 bis M4 sollten in jedem Fall bei der Errichtung und dem Betrieb einer KWEA durchgeführt werden. Das Ausmaß der Umsetzung von Maßnahmen M5 bis M7 muss standort- sowie anlagenspezifisch ermittelt

werden. Zentral ist hierbei die Berücksichtigung der kumulativen Effekte einer gesamtheitlichen Risikoreduktion.

- M1 Gesamtheitliches Anlagenkonzept: Abstimmung aller Anlagenteile (KWEA, Mast, Fundament, Verbindung zwischen Anlage und Mast) aufeinander sowie Testen des Gesamtkonzepts. Entscheidend ist die Auslegung auf die dynamischen Lasten des Gesamtsystems.
- M2 Fachgerechte Errichtung: Durchführung der Installation von speziell für die Anlagen-Mast-Kombination geschultem Fachpersonal: Schriftliche Dokumentation der Arbeitsschritte.
- M3 Wartung und Betriebssteuerung: Regelmäßige Wartung des Gesamtsystems durch Fachpersonal. Häufigere Überprüfung zu Beginn und am Ende der Betriebsdauer.
- M4 Bremssysteme: Vorhandensein redundanter und voneinander unabhängiger Bremssysteme, welche die KWEA eigenständig einbremsen.
- M5 Sensorik: Installation eines geeigneten Systems zur Eisdetektion und einem damit verbundenen automatischen Abschalten der Anlage sowie eines Vibrationssensors zur Detektion von Unwucht.
- M6 Blitzableiter: Geeignete Ableitungsvorrichtung: Eigenständiger Blitzableiter (v.a. bei gebäudeintegrierten KWEA notwendig) oder Ableitung durch die KWEA.
- M7 Sicherheitszonen: Sperrung des Bereichs unmittelbar unter der Anlage bei Extrembedingungen.

Die drei Schadenskategorien Brand, fallende Anlageteile und Eiswurf bzw. -fall können zu Verletzungen von Personen sowie der Schädigung von Bebauung, Fahrzeugen sowie anderer relevanter Umwelt führen. Tabelle 9 fasst zusammen, welche der dargestellten Maßnahmen einen Beitrag zur Risikoreduktion in den jeweiligen Schadenskategorien leisten können.

## **7 Entwicklung und Validierung eines Standort-Bewertungsschemas für die Errichtung von KWEA in urbanen Gebieten**

### **7.1 Validierung der Windpotentialkarte**

Im Auftrag der Stadt Wien, MA 20 Energieplanung erstellte die Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik 2015 eine Windpotentialkarte für die Nutzung von KWEA in Wien sowie eine Windpotentialdatenbank. Die Windpotentialkarte liegt für eine Höhe von 10 m über der mittleren Gebäudehöhe vor und ist unter

<https://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/energie/themenstadtplan/windkraft/> verfügbar.

Datenbasis für diese Windpotentialkarte waren 10-Minuten-Mittelwerte der Stationen Wien/Stammersdorf, Wien-Jubiläumswarte, Wien-Mariabrunn, Wien-Hohe Warte, Wien/Unterlaa, Wien-Innere Stadt, Wolkersdorf, Brunn am Gebirge und Groß-Enzersdorf sowie Stundendaten der Station Wien Donauturm. Es wurden Daten bis inkl. 2013 verwendet,

wobei nur Daten aus ganzen Jahren herangezogen wurden. Die Station Donauturm wurde nicht bis 2013 betrieben und daher nur für die Periode 01.01.1965 bis 31.12.1983 herangezogen, ist aber aufgrund der großen Messhöhe über Grund und der damit verbundenen kleinen Beeinflussung von Hindernissen in Bodennähe eine wichtige Winddatenformation für die Windverhältnisse. Für die Berechnung der Windzonierungskarte wurde das Modell WASP (The Wind Atlas Analysis and Application Program) eingesetzt, das speziell in der Windenergie Anwendung findet. Auf Grundlage des Bebauungsmodells der Stadt Wien, der Landnutzung (Oberflächenrauigkeit), der Orographie und der Messungen der ZAMG an meteorologischen Messstationen in Wien und soweit relevant der Umgebung der Stadt wurde die mittlere jährliche Leistungsdichte, die mittlere jährliche Windgeschwindigkeit und die Häufigkeitsverteilung der Windrichtungen für den Bereich der Stadt Wien berechnet. Zusätzlich wurden die Weibull-Parameter (Skalierungsfaktor A, Formfaktor k) der Weibull-Verteilung, die eine gute Näherung der Windgeschwindigkeitsverteilung ist, berechnet.

Das Windenergiepotenzial wird in drei Kategorien ausgewiesen:

- hohes Windenergiepotenzial über 4 m/s
- mittelmäßiges Windenergiepotenzial zwischen 2,5 und 4 m/s
- geringes Windenergiepotenzial unter 2,5 m/s

Die Leistungsdichte wird in zwei Kategorien ausgewiesen:

- hohe Leistungsdichte
- geringe Leistungsdichte

Die Ergebnisse zeigen das theoretische Potenzial aus klimatologischer Sicht. Etwaige Einschränkungen (Widmung, Naturschutz etc.) sind in der Windzonierungskarte nicht berücksichtigt. Bei der Planung einer Kleinwindkraftanlage sei auf die Genehmigungspflicht in der Stadt Wien verwiesen.

Im Folgenden werden die Angaben des Windkatasters mit unabhängigen Windgeschwindigkeitsdaten aus den Messungen im Bereich der ENERGYbase im Rahmen des gegenständlichen Projektes sowie an Stationen, die nicht bei der Erstellung des Windkatasters herangezogen wurden, verglichen.

Tabelle 10: Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit mit dem Windenergiepotenzial gemäß Windpotenzialkataster Wien

Station	Koordinaten, Stationshöhe	Mittelungszeitraum	Mittlere Windgeschwindigkeit	Windpotenzialkataster Wien
AKH-Dach (MA 22)	48,2208°N 16,3464°O 80 m GND	1.1.2015 – 31.12.2016	4,27 m/s	mittelmäßiges WEP (≥ 2,5 - 4 m/s)
Donaufeld (ZAMG)	48,2572°N 16,4314°O 10 m GND	1.1.2015 – 31.12.2016	2,47 m/s	mittelmäßiges WEP (≥ 2,5 - 4 m/s)
Dresdnerstraße (MA 22)	48,2381°N 16,3806°O ca. 24 m GND	1.1.2015 – 31.12.2016	2,85 m/s	mittelmäßiges WEP (≥ 2,5 - 4 m/s)
ENERGYbase (Energiewerkstatt)	48,2696°N 16,4270°O 19 m GND + 6 m/10 m	28.11.2015 – 23.11.2016	2,76 m/s / 3,29 m/s	mittelmäßiges WEP (≥ 2,5 - 4 m/s)
Hermannskogel (MA 22)	48,2702°N 16,2973°O 20 m GND	1.1.2015 – 31.12.2016	6,33 m/s	hohes Windenergiepotenzial (≥ 4 m/s)

Hohe Warte (ZAMG)	48,2483°N 16,3564°O 35 m GND + 10 m	1.1.2015 – 31.12.2016	3,47 m/s	mittelmäßiges WEP (≥ 2,5 - 4 m/s)
Innere Stadt (ZAMG)	48,1983°N 16,3670°O 52 m GND + 10 m	1.1.2015 – 31.12.2016	3,32 m/s	mittelmäßiges WEP (≥ 2,5 - 4 m/s)
Inselpumpwerk (MA 45)	48,1943°N 16,4600°O 3 m GND + 7 m	1.1.2015 – 31.5.2016	2,47 m/s	hohes Windenergiepotenzial (≥ 4 m/s)
Kaiserebersdorf (MA 22)	48,1572°N 16,4772°O 10 m GND	1.1.2015 – 31.12.2016	2,27 m/s	mittelmäßiges WEP (≥ 2,5 - 4 m/s)
Kedlerstrasse (MA 22)	48,2056°N 16,3108°O 10 m GND	1.1.2015 – 31.12.2016	1,68 m/s	geringes WEP (< 2,5 m/s)
Laaer Berg (MA 22)	48,1610°N 16,3929°O 10 m GND	1.1.2015 – 31.12.2016	1,63 m/s	mittelmäßiges WEP (≥ 2,5 - 4 m/s)
Liesing (MA 22)	48,1412°N 16,3013°O 10 m GND	1.1.2015 – 31.12.2016	2,54 m/s	mittelmäßiges WEP (≥ 2,5 - 4 m/s)
Lobau (MA 22)	48,1621°N 16,5256°O 10m GND	1.1.2015 – 31.12.2016	1,58 m/s	mittelmäßiges WEP (≥ 2,5 - 4 m/s)
Mariabrunn (ZAMG)	48,2069°N 16,2294°O 10m GND	1.1.2015 – 31.12.2016	2,16 m/s	mittelmäßiges WEP (≥ 2,5 - 4 m/s)
Ringturm (ZAMG)	48,21709°N 16,37027°O 92 m GND + 20 m	1.1.1982 – 31.12.2984	4,99 m/s	mittelmäßiges WEP (≥ 2,5 - 4 m/s)
Schafberg (MA 22)	48,2361°N 16,3031°O 10 m GND	1.1.2015 – 31.12.2016	1,80 m/s	mittelmäßiges WEP (≥ 2,5 - 4 m/s)
Stadlau (MA 22)	48,2281°N 16,4606°O 10 m GND	1.1.2015 – 31.12.2016	1,64 m/s	mittelmäßiges WEP (≥ 2,5 - 4 m/s)
Taborstrasse (MA 22)	48,2175°N 16,3822°O 10 m GND	1.1.2015 – 31.12.2016	1,35 m/s	mittelmäßiges WEP (≥ 2,5 - 4 m/s)
Unterlaa (ZAMG)	48,1250°N 16,4194°O 10 m GND	1.1.2015 – 31.12.2016	3,83 m/s	mittelmäßiges WEP (≥ 2,5 - 4 m/s)
2., Rueppgasse 42 (DI Söllinger)	48,2249°N 16,3883°O 28 m GND	1.6.2009 – 31.5.2010	3,00 m/s	mittelmäßiges WEP (≥ 2,5 - 4 m/s)

Die folgenden Abbildungen zeigen exemplarische Ausschnitte aus dem Wiener Windpotenzialkataster.



Abbildung 84: Wiener Windpotenzialkataster und Luftbild im Bereich des AKH, 9. Bezirk. (Quelle: <https://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/energie/themenstadtplan/windkraft/>)



Abbildung 85: Wiener Windpotenzialkataster und Luftbild im Bereich der MA22-Station Dresdenstraße, 20. Bezirk. (Quelle: <https://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/energie/themenstadtplan/windkraft/>)

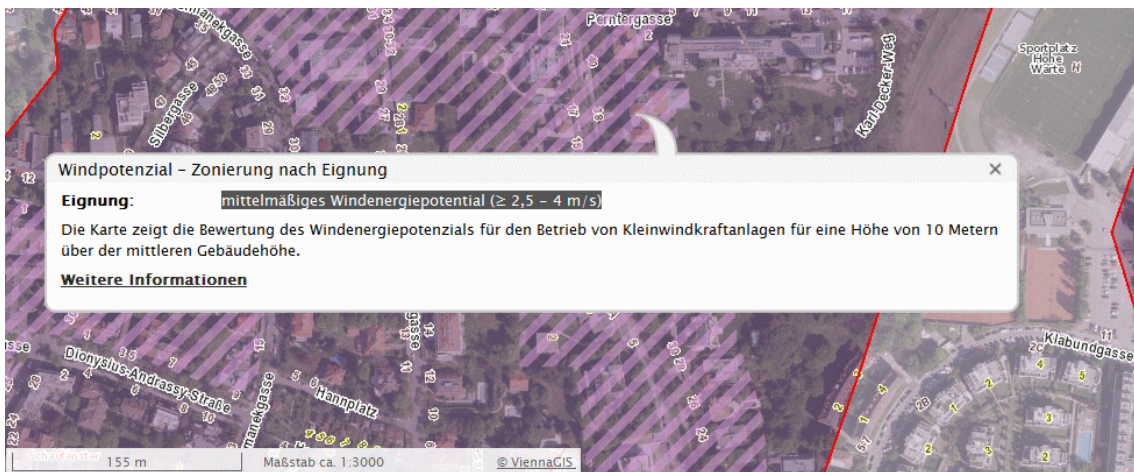


Abbildung 86: Wiener Windpotenzialkataster und Luftbild im Bereich des ZAMG-Standortes, Hohe Warte, 19. Bezirk. (Quelle: <https://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/energie/themenstadtplan/windkraft/>)



Abbildung 87: Wiener Windpotenzialkataster und Luftbild im Bereich der MA22-Station Kaiserebersdorf, 11. Bezirk. (Quelle: <https://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/energie/themenstadtplan/windkraft/>)

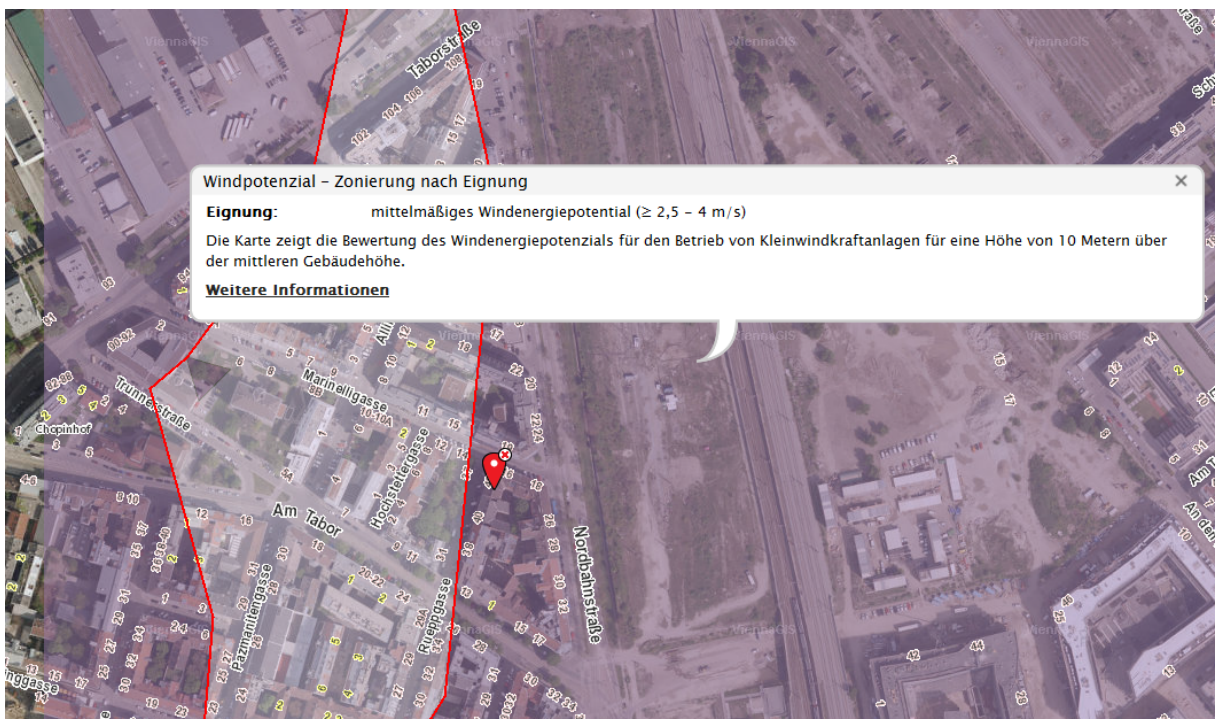


Abbildung 88: Wiener Windpotenzialkataster und Luftbild im Bereich des „Wienrad“-Standortes im 2. Bezirk, Rueppgasse. (Quelle: <https://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/energie/themenstadtplan/windkraft/>)



## 7.2 Validierung unterschiedlicher Methoden zur Ertragsberechnung für urbane Gebiete

Wie einleitend erwähnt, musste aus unterschiedlichen Gründen auf die geplante Montage der beiden KWEA am Dach der ENERGYbase verzichtet werden. So konnte zwar die Standortkalibrierung – als Grundlage für die Vermessung einer Leistungskurve – wie geplant durchgeführt werden, die Leistungskurven und Erträge der beiden KWEA konnten jedoch nur für die Standorte Lichtenegg (ländlich) sowie Simmering (urban, nur Schachner SW05) und nicht für die ENERGYbase ermittelt werden. Da im Rahmen des Projekts umfangreiche Windmessdaten für den urbanen Standort ENERGYbase erfasst wurden, wurde anstelle der tatsächlichen Ertrags- und Leistungskennlinienmessungen auf der ENERGYbase über verschiedene numerische Verfahren der theoretische Ertrag für urbane Standorte (ENERGYbase, Simmering) ermittelt und wenn möglich mit den gemessenen Ertragsdaten verifiziert.

Die Validierung verschiedener numerischer Verfahren ist insofern relevant, da eine Standard-Ertragsberechnung für einen Standort mit hochturbulenten Strömungsverhältnissen, wie dem Dach der ENERGYbase oder Simmering, mit großen Unsicherheiten behaftet ist. Speziell in Gebieten mit stark turbulenten Windbedingungen sollte dabei nicht nur die mittlere Windgeschwindigkeit berücksichtigt werden, sondern auch die Turbulenzintensität, denn die zur Verfügung stehende Energie im Wind kann je nach Turbulenzintensität bis zu 20 % schwanken (Cochran, 2002).

### 7.2.1 Gegenüberstellungen unterschiedlicher Leistungskurven

#### 7.2.1.1 Methode

Um den Ertrag zu berechnen, wurden für die KWEA Schachner SW05 und die Amperius VK250 auf Basis von Windmessdaten aus dem Energieforschungspark Lichtenegg jeweils eine normgerechte Leistungskurve nach IEC61400-12 sowie mehrere Leistungskurven für verschiedene Turbulenzintensitäten (jeweils mit Druckkorrektur) ermittelt. Dazu wurden für die Turbulenzintensität folgende Bereiche fixiert:

- Hoch:  $TI \geq 0.16$
- Mittel:  $TI > 0.08 \ \& \ < 0.16$
- Niedrig:  $TI < 0.08$

Bei allen Leistungskennlinien wurde wie in der Norm gefordert eine Druckkorrektur durchgeführt. Dazu wurde folgende Formel verwendet:

$$v_n = v_{1min} \cdot \left( \frac{\rho_{1min}}{\rho_0} \right)^{1/3}$$

mit:

$v_n$	= normierte Windgeschwindigkeit [m/s]
$v_{1min}$	= gemessener 1-Minuten Mittelwert der Windgeschwindigkeit [m/s]
$\rho_0$	= Referenzluftdichte [kg/m <sup>3</sup> ]
$\rho_{1min}$	= gemessener 1-Minuten Mittelwert der Luftdichte [kg/m <sup>3</sup> ]

Diese gemessenen Leistungskennlinien sowie jene des Herstellers wurden in der Folge dazu verwendet, um auf Basis der Windmessdaten von Lichtenegg sowie Simmering den möglichen Ertrag am gewählten Standort zu ermitteln (siehe Tabelle 11).

Tabelle 11: Betrachtungszeiträume für die Ertragsberechnungen

KWEA	Standort	Beginn des Betrachtungszeitraums	Ende des Betrachtungszeitraums
Amperius VK250	Lichtenegg	1.7.2016	30.11.2016
Schachner SW05	Lichtenegg	1.3.2017	31.12.2017
Schachner SW05	Simmering	21.04.2018	19.08.2018

Dazu wurden die Windmessdaten der gewählten Standorte vorab bereinigt: Zeiten, in denen trotz geeigneter Windbedingungen nicht produziert wurde, wurden gelöscht. Damit wird sichergestellt, dass Zeiten, in denen die KWEA aufgrund von Defekten oder Störungen nicht produzierte, auch bei der Ertragsberechnung nicht berücksichtigt werden und dabei den Vergleich zwischen dem tatsächlichen und dem berechneten/abgeschätzten Ertrag nicht verfälschen.

### 7.2.1.2 Inhaltliche Darstellung und Ergebnisse

Amperius VK250: Wie in Abbildung 89 ersichtlich, liegt die Leistungskennlinie des Herstellers (rot) für die KWEA Amperius VK250 deutlich über der Leistungskennlinie nach Norm (hellblau).

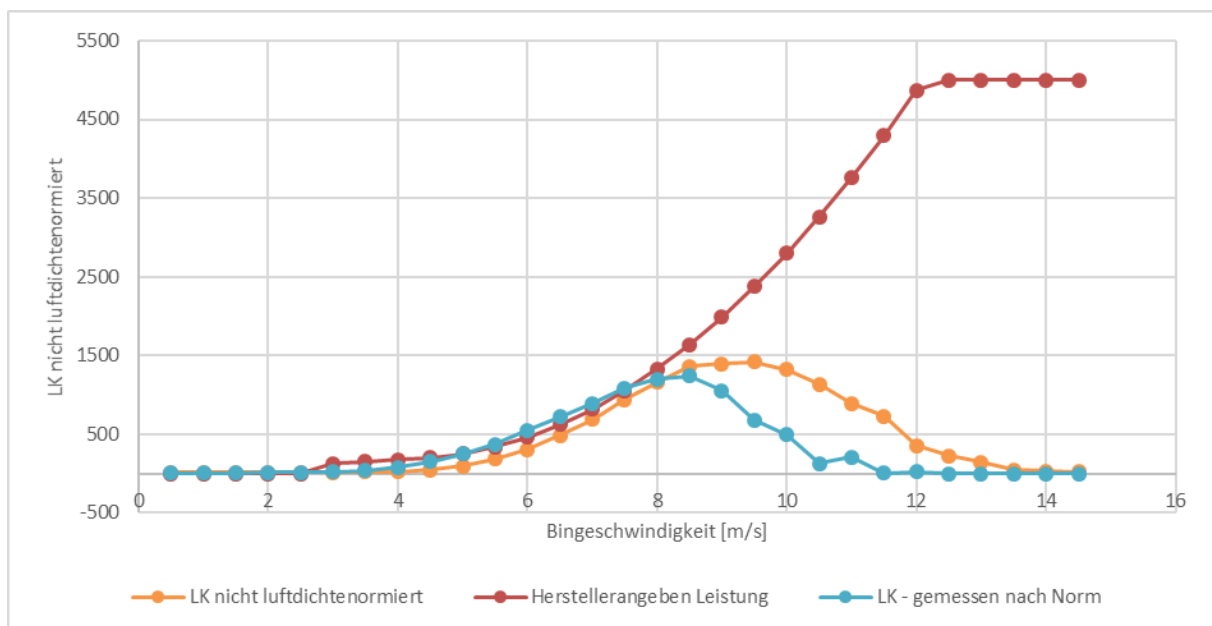


Abbildung 89: Verschiedene Leistungskennlinien für KWEA Amperius VK250 (Quelle: Eigene Darstellung)

Ein grafischer Vergleich der Leistungskennlinien für unterschiedliche Turbulenzintensitäten sowie der nach IEC 61400-12 erstellten Leistungskennlinie (siehe Abbildung 90) zeigt deutlich,

dass das Leistungsverhalten der KWEA Amperius VK 250 deutlich von Turbulenzen beeinflusst wird, speziell bei Windgeschwindigkeiten im Bereich von 7 bis 10 m/s. Umso höher die TI, umso geringer ist die Leistung der KWEA.

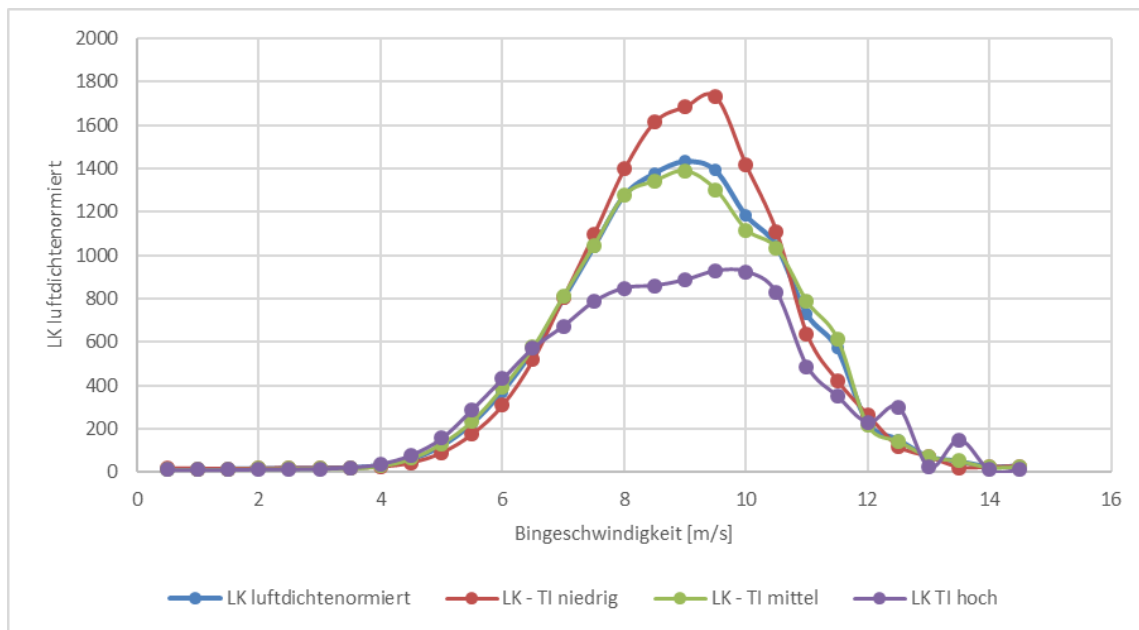


Abbildung 90: Leistungskennlinien für verschiedene Turbulenzintensitäten für KWEA Amperius VK250 (Quelle: Eigene Darstellung)

Im Betrachtungszeitraum von 1.7.2016 bis 30.11.2016 produzierte die Amperius VK250 im Energieforschungspark Lichtenegg einen Ertrag von 772 kWh. Wie in Abbildung 91 ersichtlich, gibt es deutliche Unterschiede bei der Ertragsprognose, je nachdem welche Leistungskurve(n) verwendet wird/werden. Erwartungsgemäß führt die Ertragsprognose auf Basis der Leistungskennlinie des Herstellers zu unrealistisch hohen Erwartungen. Die Ertragsprognosen auf Basis der normgerechten Leistungskennlinie bzw. der normgerechten Leistungskennlinien für verschiedene Turbulenzintensitäten liefern deutlich bessere Ergebnisse. Jedoch liegen auch hier beide Ertragsprognosen mehr als 20 % über den realen Erträgen.

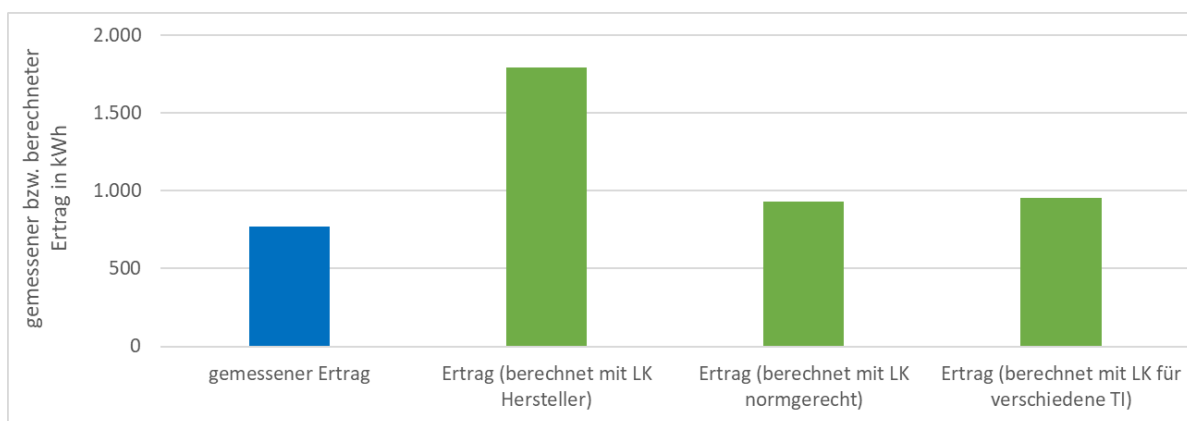


Abbildung 91: Gemessener Ertrag sowie Ertragsprognosen auf Basis unterschiedlicher numerischer Ansätze für die Amperius VK250 im Energieforschungspark Lichtenegg basierend auf bereinigtem Datensatz (Quelle: Eigene Darstellung)

Schachner SW05: Wie in Abbildung 92 ersichtlich, liegt die Leistungskennlinie des Herstellers (rot) für die KWEA Schachner SW05 nur geringfügig über der Leistungskennlinie nach Norm (hellblau). Die am Standort Simmering in Anlehnung an die Norm gemessene LK liegt jedoch zumindest bei höhere Windgeschwindigkeiten deutlich darunter.

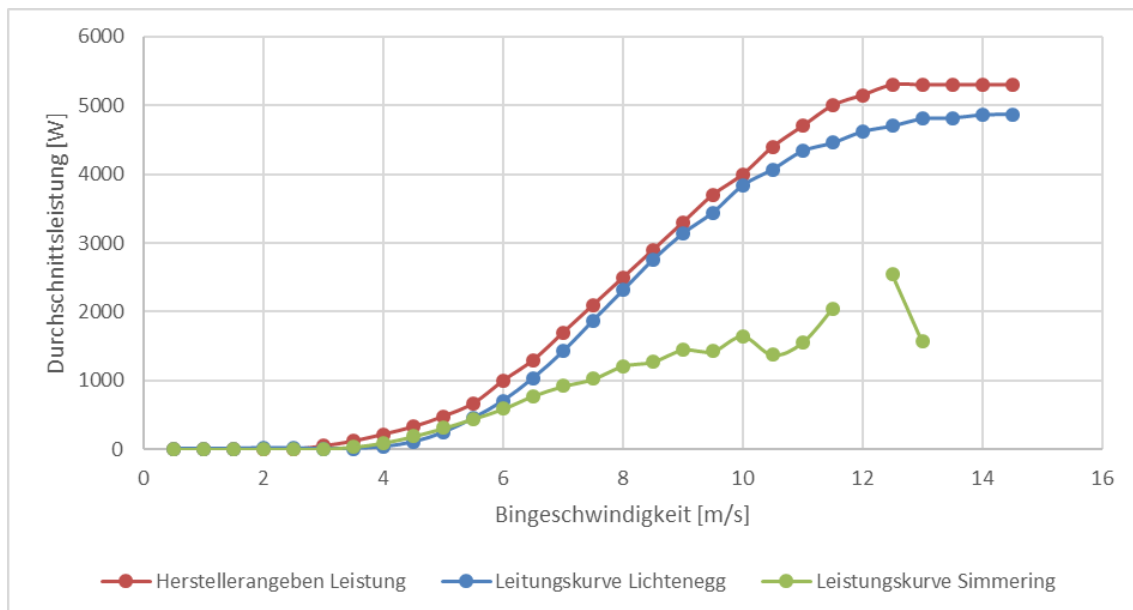


Abbildung 92: Verschiedene Leistungskennlinien für KWEA Schachner SW05 (Quelle: Eigene Darstellung)

Ein grafischer Vergleich der Leistungskennlinien für unterschiedliche Turbulenzintensitäten sowie der nach IEC 61400-12 erstellten Leistungskennlinie (siehe Abbildung 93) zeigt deutlich, dass das Leistungsverhalten der KWEA Schachner SW05 nur in äußerst geringem Ausmaß von Turbulenzen beeinflusst wird. Es ist daher zu erwarten, dass die Ertragsprognosen auf Basis der normgerechten Leistungskennlinie bzw. der normgerechten Leistungskennlinien für verschiedene Turbulenzintensitäten keine großen Unterschiede aufweisen.

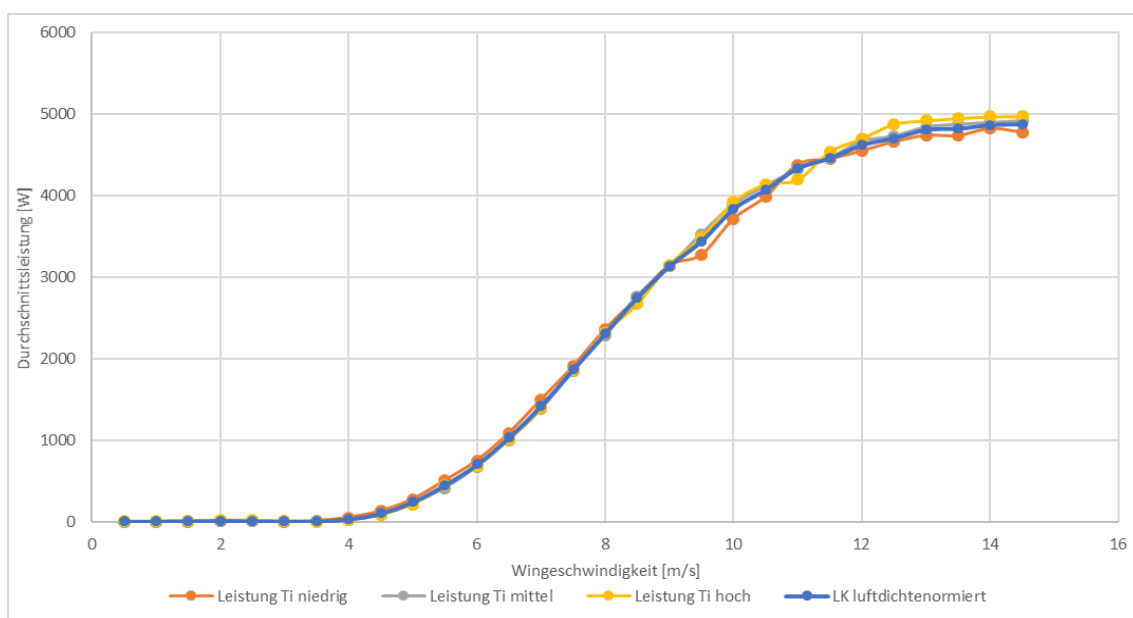


Abbildung 93: Leistungskennlinien für verschiedene Turbulenzintensitäten für KWEA Schachner SW05 (Quelle: Eigene Darstellung)

Im Betrachtungszeitraum von 1.3.2017 bis 31.12.2017 produzierte die Schachner SW05 im Energieforschungspark Lichtenegg einen Ertrag von 4.964 kWh. Wie in Abbildung 94 ersichtlich, gibt es erwartungsgemäß keine großen Unterschiede bei den Ertragsprognosen. Die besten Ergebnisse liefert wie bereits bei der VK250 die Ertragsprognose auf Basis der normgerechten Leistungskennlinie (Abweichung -1,7 %). Jedoch liefert auch die Ertragsprognose auf Basis der normgerechten Leistungskennlinien für verschiedene Turbulenzintensitäten sehr gute Ergebnisse (Abweichung -2,2 %). Anders als beim Vertikalläufer VK250 liegen die Ertragsprognosen knapp unter dem realen Ertrag.

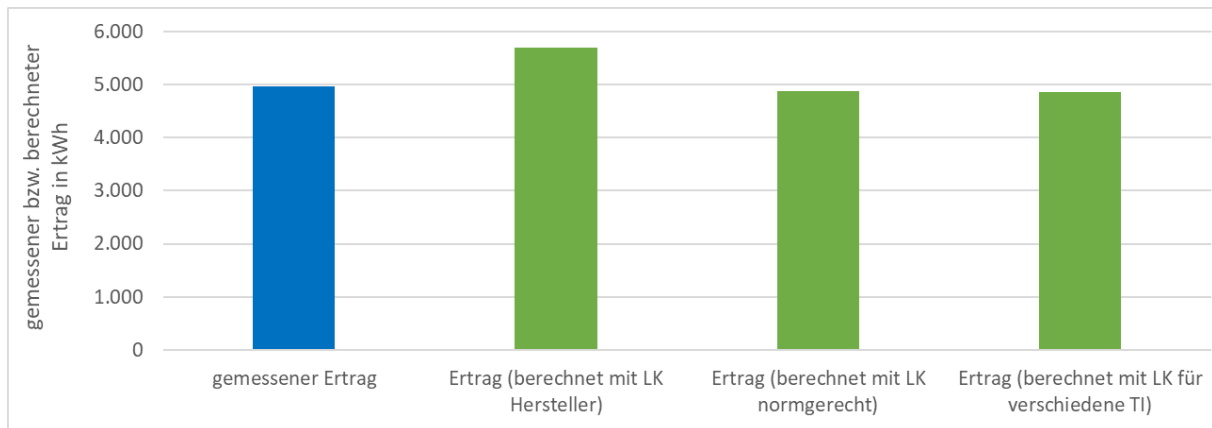


Abbildung 94: Gemessener Ertrag sowie Ertragsprognosen auf Basis unterschiedlicher numerischer Ansätze für die Schachner SW05 im Energieforschungspark Lichtenegg basierend auf bereinigtem Datensatz (Quelle: Eigene Darstellung)

Am Kraftwerkspark Simmering produzierte die Schachner SW05 im Betrachtungszeitraum von 21.04.2018 bis 19.08.2018 einen Ertrag von 248 kWh. Wie in Abbildung 95 ersichtlich, gibt es auch hier keine großen Unterschiede bei den Ertragsprognosen – mit Ausnahme der Leistungskennlinie des Herstellers, die für diesen urbanen Standort unbrauchbare Ergebnisse liefert. Dies hat sich jedoch bereits bei der Ermittlung der Leistungskennlinien abgezeichnet (Abbildung 92), da die in Simmering ermittelte Leistungskennlinie deutlich unter der Leistungskennlinie des Herstellers liegt.

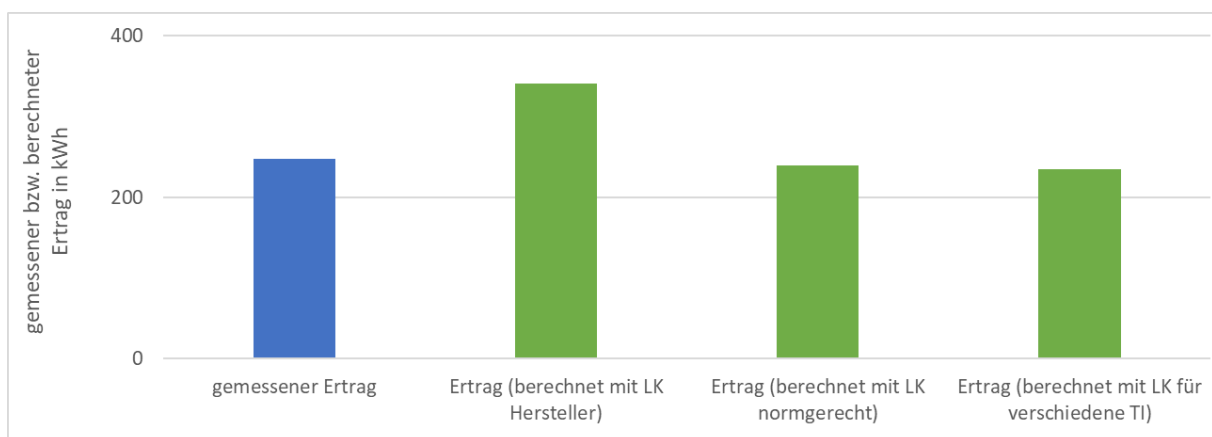


Abbildung 95: Gemessener Ertrag sowie Ertragsprognosen auf Basis unterschiedlicher numerischer Ansätze für die Schachner SW05 am Standort Simmering basierend auf bereinigtem Datensatz (Quelle: Eigene Darstellung)

Auch hier liefert die Ertragsprognose auf Basis der normgerechten Leistungskennlinie (Abweichung -3,2 %) die besten Ergebnisse, dicht gefolgt von der Ertragsprognose auf Basis

der normgerechten Leistungskennlinien für verschiedene Turbulenzintensitäten (Abweichung -5,2 %). Auch in diesem Fall liegen die Ertragsprognosen knapp unter dem realen Ertrag.

### 7.2.2 Zero Turbulence Power Curve

Eine weitere Möglichkeit, den möglichen Ertrag für einen Standort unter Berücksichtigung der Turbulenzintensität zu ermitteln, ist die sogenannte Nullturbulenz-Leistungskurve, die durch ein Verfahren, das an die IEC-61400-12 Annex M angelehnt ist, berechnet wird. Konkret werden die Nullturbulenz-Leistungskurven aus den Messdaten am Standort Lichtenegg ermittelt, mit denen dann in einem zweiten Schritt die Korrekturen für die Ertragsberechnung am Standort ENERGYbase berechnet werden. Die Nullturbulenz-Leistungskurve beschreibt eine theoretische Leistungskurve, welcher eine Anlage folgen würde, sofern keine Turbulenz (primär die Turbulenzintensität der horizontalen Windgeschwindigkeit) vorhanden wäre. Aus dieser wiederum können Leistungskurven und Korrekturfunktionen für die Ertragsberechnung für Standorte mit hoher Turbulenz gebildet werden. Mit diesem Verfahren lässt sich somit der hypothetische Ertrag für die beiden betrachteten Anlagen für den Standort am Dach der ENERGYbase für das gemessene Jahr 2016 ermitteln.

Bestimmung der Nullturbulenz-Leistungskurve: Datenbasis für die Erstellung einer Nullturbulenz-Leistungskurve ist eine gemessene Leistungskurve der betrachteten KWEA. Die Nullturbulenz-Leistungskurve wird dann in einem iterativem Verfahren ermittelt. Abbildung 96 illustriert grafisch die Verfahrensschritte und das Ergebnis der Berechnung der Nullturbulenz-Leistungskurve für die KWEA Windspot.

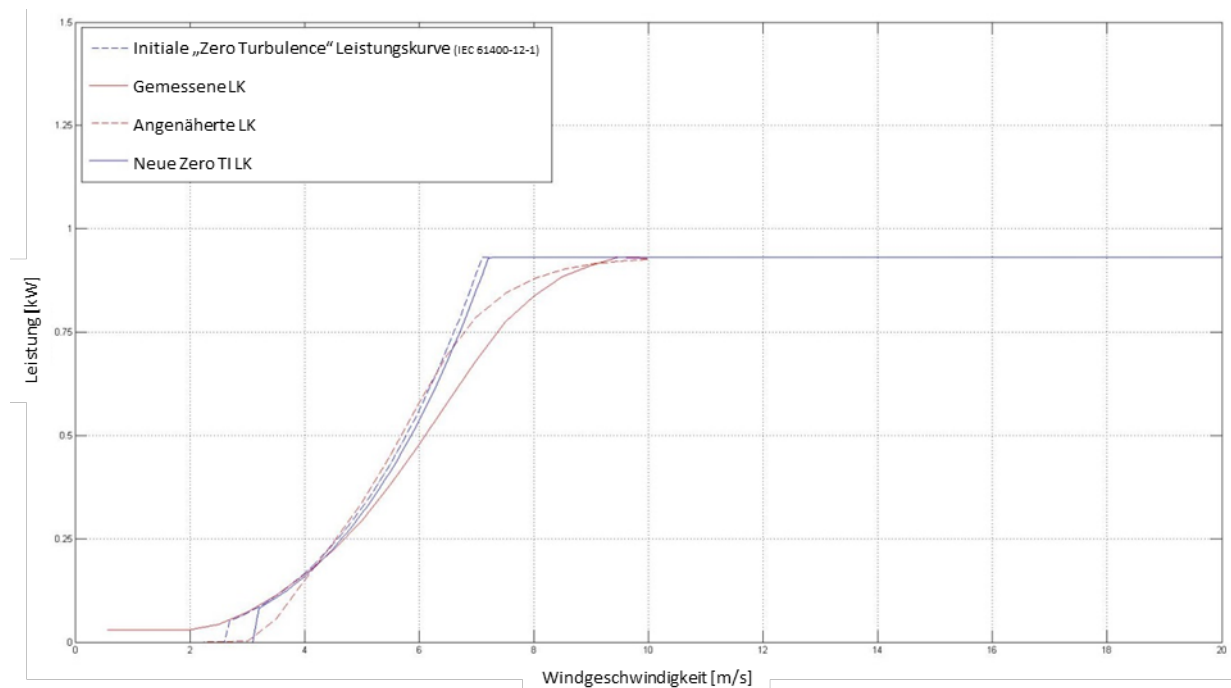


Abbildung 96 Ermittelte erste Annahme für die Nullturbulenz- Leistungskurve (Initiale „Zero Turbulence“ LK) und durch Anpassung der gemessenen Leistungskurve ermittelte neue Nullturbulenz-Leistungskurve (Neue Zero TI LK). (Quelle: Eigene Darstellung)

Ertragsberechnung für KWEA Windspot und Amperius VK250: Die Ertragsberechnung erfolgt in dem in Abbildung 97 abgebildeten Schema:

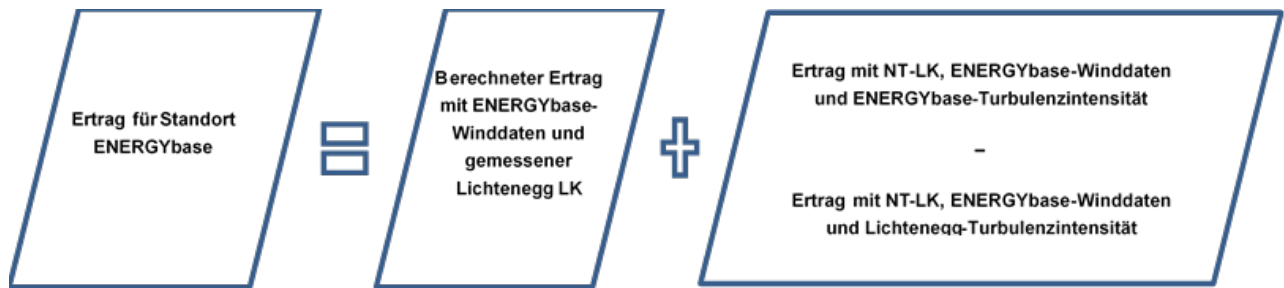


Abbildung 97: Prozess der Ertragsberechnung über eine an einem anderen Standort gemessenen (Referenz) Leistungskurve („Lichtenegg-LK“) und einer Korrektur für die Differenz in der Turbulenzintensität an den beiden Standorten („ENERGYbase-TI“ und „Lichtenegg-TI“) durch eine Nullturbulenz-Leistungskurve („NT-LK“) (PCWG, 2018)

Diese Methode der Ertragsberechnung wurde von der PC-Working Group (PCWG 2018) der IEA Wind entwickelt und stellt ein in der Praxis noch wenig erprobtes Verfahren zur Ertragsbestimmung an hochturbulenten Standorten dar. Die Vorgehensweise ist im Prinzip analog zur Umrechnung von Leistungskurven wie in der IEC-61400-12 Annex M beschrieben.

Tabelle 12 Tabellarische Darstellung der Nullturbulenz-Leistungskurve für die KWEA Windspot bestimmt nach IEC 61400-12-1

Bin	Windgeschwindigkeit	el. Leistung
[-]	[m/s]	[W]
1	0,50	0,00
2	1,00	0,00
3	1,50	0,00
4	2,00	0,00
5	2,50	0,00
6	3,00	0,00
7	3,50	106,62
8	4,00	159,15
9	4,50	226,61
10	5,00	310,85
11	5,50	413,74
12	6,00	537,15
13	6,50	682,93
14	7,00	852,97
15	7,50	931,46
16	8,00	931,46
17	8,50	931,46
18	9,00	931,46
19	9,50	931,46
20	10,00	931,46
21	10,50	931,46
22	11,00	931,46
23	11,50	931,46
24	12,00	931,46
25	12,50	931,46
26	13,00	931,46
27	13,50	931,46
28	14,00	931,46

Der zweite Summand auf der rechten Seite in Tabelle 12 ist die Korrektur für den Einfluss der unterschiedlichen Turbulenzintensität an den beiden Standorten, die mit den zuvor ermittelten Nullturbulenz-Leistungskurven errechnet wird. Dafür werden sowohl die am Standort ENERGYbase als auch die am Standort Lichtenegg gemessenen Turbulenzintensitäten auf die am Standort ENERGYbase gemessenen 10-Minuten Zeitreihendaten der Windgeschwindigkeit angewandt. Die Differenz dieser beiden simulierten Erträge ergibt somit eine Abschätzung für die Auswirkung der unterschiedlichen Turbulenzintensitäten auf den Ertrag.

Tabelle 13 Mithilfe der Korrektur durch die Nullturbulenz-Leistungskurve errechneter Jahresertrag 2016 für die KWEA Windspot

<b>KWEA Windspot</b>		
Jahresertrag 2016 mit gemessener LK	Korrekturfaktor aus simulierten Erträgen	Korrigierter Jahresertrag 2016
[kWh]	[kWh]	[kWh]
1.573,58	10,19	1.583,77

Um den Ertrag an dem Standort ENERGYbase zu erhalten, wird die so gewonnene Korrektur zu dem Ertrag, wie er sich direkt aus der gemessenen Leistungskurve und den 10-Minuten Winddaten vom Standort ENERGYbase ergibt, addiert. In Tabelle 13 und Tabelle 14 sind die so gewonnenen Ergebnisse für die KWEA Windspot und KWEA Amperius dargestellt.

Tabelle 14 Mithilfe der Korrektur durch die Nullturbulenz-Leistungskurve errechneter Jahresertrag 2016 für die KWEA Amperius

<b>KWEA Amperius</b>		
Jahresertrag 2016 mit gemessener LK	Korrekturfaktor aus simulierten Erträgen	Korrigierter Jahresertrag 2016
[kWh]	[kWh]	[kWh]
12.331,09	-25,54	12.305,55

### 7.2.3 Resümee und Ausblick

Der Einfluss stark turbulenter Windverhältnisse auf den Ertrag einer KWEA kann nicht pauschal bestimmt werden, sondern ist je nach Technologie und letztendlich je nach Produkt unterschiedlich. Wie in Abbildung 93 ersichtlich, ist der Einfluss der TI auf die Leistung des Horizontalläufers Schachner SW05 gering. Dies deckt sich mit den Ergebnissen von Lubitz (2014), der den Einfluss der Turbulenzintensität auf die Leistung einer horizontalen KWEA mit etwa 4 % angibt. Bei einer Turbulenzintensität < 14 % steigt die Leistung einer KWEA um etwa 2 % im Vergleich zur durchschnittlichen Leistung bei unterschiedlichen Turbulenzintensitäten. Nimmt die Turbulenzintensität zu (TI > 14 %), sinkt die Leistung jedoch um ca. 2 % ab.

Im Gegensatz dazu zeigt der Vertikalläufer VK250 (Darrieus Helix) eine starke Korrelation zwischen dem Grad der Turbulenzintensität und der Leistung. Im



Windgeschwindigkeitsbereich von 6 bis 10 m/s liegt die Leistung bei hoher TI deutlich unterhalb der durchschnittlichen Leistung laut normgerechter Leistungskennlinie. Dies ist insofern interessant, da Vertikalläufer für Standorte mit stark turbulenten Windverhältnisse vielfach als besser geeignet dargestellt werden. Die vorliegenden Projektergebnisse sowie Ergebnisse aus anderen Untersuchungen (Molina et. al. 2017) können das jedoch – zumindest für die getestete KWEA - nicht bestätigen.

Zero Turbulence Power Curve: Die Änderungen des berechneten Jahresertrags aus der Korrektur der gemessenen Leistungskurve um den Unterschied in der Turbulenzintensität zwischen den Standorten Lichtenegg und ENERGYbase erwiesen sich als sehr klein. Das liegt offensichtlich daran, dass die ebenfalls verhältnismäßig hohen Turbulenzintensitäts-Werte am Standort Lichtenegg, an dem die Leistungskurven vermessen wurde, sich nur gering von jenen des Standorts ENERGYbase unterscheiden. Zusammenfassend lässt sich also sagen, dass die in Lichtenegg gemessenen Leistungskurven sehr gut geeignet sind, um Ertragsberechnungen an hochturbulenten Standorten durchzuführen und generell die Übertragbarkeit von Messergebnissen aus dem Energieforschungspark Lichtenegg auf Standorte im urbanen Raum gut gegeben ist.

Nähere Informationen zu Methodik sowie den Ergebnissen sind in Deliverable 1.1 „Vermessung der Leistungskurven“ sowie Deliverable 3.3 „Handlungsempfehlungen“ zu finden.

## **7.3 Kriterienkatalog und Bewertungsschema**

Üblicherweise wird unter einer Standortbewertung die Bewertung der lokalen Windverhältnisse verstanden – mit dem Ziel den möglichen Ertrag einer KWEA abzuschätzen. Diese Bewertung ist essenziell, denn wo wenig Wind weht, ist auch kein Potential für Windkraft vorhanden. Wie bereits erwähnt, sollte dabei – speziell in Gebieten mit stark turbulenten Windbedingungen - nicht nur die mittlere Windgeschwindigkeit für die Beurteilung der Eignung eines Standortes berücksichtigt werden.

Neben einer Bewertung der lokalen Windverhältnisse sind noch weitere Kriterien zu berücksichtigen, vor allem hinsichtlich der Realisierbarkeit. Im folgenden Abschnitt wurden dahingehend entsprechende Kriterien erarbeitet.

### **7.3.1 Erstellung eines Kriterienkatalogs**

Um die Realisierbarkeit einer KWEA an einem bestimmten Standort einschätzen zu können, wurde ein Kriterienkatalog entwickelt. Dabei wurden unter anderem folgende Kriterien (Umweltwirkungen, Beeinträchtigungen der Umgebung) identifiziert, die die Umsetzung einer KWEA be- oder verhindern können und daher bei der Planung berücksichtigt werden sollten:

Schallemissionen: Schallemissionen sind besonders für Menschen ein Problem, die sich in der unmittelbaren Umgebung der KWEA befinden. Lärmbelästigung kann zur einer Beeinträchtigung der Lebensqualität führen. Eigenfrequenzen können zu erhöhten Schallemissionen führen. Mögliche Lärmquellen sind:

- Rotor: Schallemissionen beim Rotor entstehen aufgrund des Luftdrucks, den die Rotorblätter erzeugen, wenn sie am Mast vorbeigleiten. Auch der Strömungsabriss am Ende des Rotorblattes führt zu einer Geräuschentwicklung. Durch das Design der Rotorblätter kann das Ausmaß der Lärmbelastigung eingeschränkt werden.
- Generator, Mechanik/Getriebe, Elektronik: Mechanische Geräusche, die beispielsweise durch Generator, Mechanik oder Getriebe verursacht werden, stellen neben den aerodynamischen Geräuschen, eine weitere mögliche Lärmquelle dar. Je nach Konstruktionsdetails einer KWEA sind diese Geräusche mehr oder weniger bis gar nicht ausgeprägt.

Vibrationen: Durch die mechanische Kopplung der Rotorblätter mit dem Generator, dem Getriebe und dem Mast können Vibrationen entstehen, die sich auch über die KWEA hinaus übertragen können. Insbesondere bei der Montage auf Gebäuden ist dies ausschlaggebend, da sich die Vibrationen vor allem in starren Strukturen übertragen. Bei KWEA, die nicht auf Gebäuden, sondern freistehend montiert sind, erfolgt in der Regel eine ausreichende Dämpfung durch das Erdreich.

Schadstoffe: Bei der Produktion von KWEA werden unter Umständen Materialien verwendet, die für Menschen oder für die Umwelt unter gewissen Bedingungen toxisch sein können (z. B. Elektronikkomponenten, Lacke, Hydrauliköl etc.). Auch wenn im Normalbetrieb keine Gefahr von diesen Stoffen ausgeht, so können diese durch einen Brand, technischen Defekt oder sonstige Zwischenfälle Probleme hervorrufen.

Feuer: Die Auswirkungen eines Feuers können insbesondere bei KWEA in bebauten Gebieten fatal sein, da ein Übergreifen auf umliegende Gebäude nicht auszuschließen ist. Mit zunehmendem Abstand zu Bebauung sinkt dieses Risiko jedoch. Die Gefahr der Entstehung eines Feuers ist vorhanden, jedoch sehr gering. Ein möglicher Brand könnte beispielsweise durch einen Kurzschluss entstehen. Damit solche Gefahren eingeschränkt werden, gibt es regelmäßige Wartungen bzw. Kontrollen der Windkraftanlage.

Gefährdung der Umgebung durch Abwurf: Unter Abwurf ist einerseits der Abwurf von Anlagenteilen, andererseits von Eisfragmenten von den Rotorblättern zu verstehen. Anlagenteile können sich aufgrund eines Defekts lösen. Eisansatz kann sich bei ungünstigen Witterungsbedingungen bilden. Dabei wird langsam eine Schicht Eis auf den Rotoren aufgebaut, die sich zu einem späteren Zeitpunkt wieder lösen kann. Die Wahrscheinlichkeit ist für beide Fälle als geringe einzustufen, das damit verbundene Schadenspotenzial ist jedoch hoch.

Elektro: Eine Beeinträchtigung der Umgebung kann durch Flicker, Überspannungen oder Kurzschlüsse entstehen. Kurzschlüsse stellen dabei die größte Beeinträchtigung dar und können zu einem Ausfall der Anlage oder weiteren Defekten bzw. Schadensfällen (Brand) führen. Die Netzkoppelung mittels Wechselrichter minimiert die Rückkopplung ins Ortsnetz, weshalb Flicker und Überspannungen leicht vermeidbar sind, wenn eine konforme Netzanbindung vorhanden ist.

Überhitzung: Durch mechanische oder elektrische Überhitzungen kann es zu Schäden (bis hin zum Brand) an der KWEA kommen. Mechanische Überhitzungen können beispielsweise an Lagern auftreten. Das Risiko ist gering, die Auswirkungen können bei Verkettung unglücklicher Umstände groß sein.

Auswirkungen auf Natur und Tierwelt: Insbesondere die Beeinträchtigung von Vögeln und Fledermäusen wird hier als Beeinträchtigung angeführt. Wie groß die tatsächliche Beeinträchtigung am jeweiligen Standort ist, ist jedoch nur schwer zu ermitteln. Auf der einen Seite können Vögel und Fledermäuse Windkraftanlagen durchaus wahrnehmen und diesen ausweichen. Auf der anderen Seite kann der Rotor eine Gefahr darstellen. Befindet sich die KWEA in keinen regelmäßigen und dokumentierten Flugrouten von Vögeln, so sind die Auswirkungen eher gering.

Visuelle Effekte: Es gibt mehrere visuelle Effekte, die von KWEA verursacht werden können:

- Discoeffekt: Durch die Reflexion der Sonne auf den Rotorblättern entsteht der so genannte Discoeffekt. Dabei wird das Sonnenlicht durch die Rotorblätter z. B. in einen Wohnraum reflektiert. Durch die Rotorbewegung entsteht ein fluktuierendes Licht, das als äußerst unangenehm empfunden werden kann.
- Schattenwurf: Trifft die Sonne auf eine KWEA, wirft diese dabei einen im Betrieb oszillierenden Schatten. Fällt der bewegte Schatten auf ein Gebäude, so kann dies im Inneren als äußerst unangenehm empfunden werden.

Ästhetik: Die Ästhetik einer Windkraftanlage ist in Ermangelung der Messbarkeit ein schwer zu bewertendes, subjektives Kriterium, eine objektive Bewertung ist daher nicht möglich.

### **7.3.1.1 Bewertungskriterien**

Die einzelnen Kriterien wurden hinsichtlich Relevanz, Eintrittswahrscheinlichkeit oder Akzeptanz für verschiedene Zielgruppen usw. bewertet.

- Relevanz / Auswirkungen / Risiko: Es wird bewertet, wie schwerwiegend ein Ereignis (Auswirkungen für Umwelt, Leben, Gebäude etc.) ist.
- Eintrittswahrscheinlichkeit / Häufigkeit: Hier wird abgeschätzt, wie häufig ein Ereignis auftreten könnte.
- Akzeptanz / Widerstand: Es wird bewertet, wie hoch die Akzeptanz bzw. der Widerstand gegenüber bestimmten Umweltwirkungen von KWEA ist. Dabei wird nach verschiedenen Zielgruppen (Errichter, Anrainer, Gesellschaft etc.) differenziert, da diese unterschiedlichen Gruppen mitunter unterschiedliche Maßstäbe ansetzen. So wird der Errichter einer KWEA in der Regel toleranter gegenüber den Schallemissionen einer KWEA eingestellt sein als ein Nachbar.
- Bewertbarkeit: Dabei wurde festgehalten, ob eine Beeinträchtigung objektiv bewertbar bzw. messbar ist. Es gibt Faktoren wie z. B. die Schallemissionen einer KWEA, die objektiv bewertbar bzw. feststellbar sind. Auf der anderen Seite sind Faktoren wie Ästhetik bzw. das Landschaftsbild nicht objektiv bewertbar, bzw. einschätzbar.

- Vermeidbarkeit: Bei der Errichtung einer KWEA lassen sich viele Umweltwirkungen vermeiden bzw. verringern. Beispielsweise können die Schallemissionen einer KWEA reduziert werden, indem die Anlage weiter entfernt errichtet wird.

### **7.3.2 Erstellung eines Bewertungsschemas**

Um einen besseren Überblick zu ermöglichen wurde eine Bewertungsmatrix entwickelt. Diese teilt sich in horizontale und vertikale Eingliederungsfaktoren. Auf der vertikalen Achse befinden sich die möglichen Beeinträchtigungen/Umweltwirkungen, die im Kapitel 7.3.1 genauer beschrieben sind. Die horizontale Einteilung ermöglicht eine Bewertung der möglichen Beeinträchtigungen (siehe Kapitel 7.3.1.1).

Die Bewertung erfolgt mit Punkten (0-100). Dabei stellen 0 Punkte keine vorhersehbaren Probleme dar. 100 Punkte bilden eine problematische oder aufwendigere Situation ab.

### **7.3.3 Tool zur einfachen Abschätzung der Realisierbarkeit**

Das Bewertungsschema wurde in einem weiteren Schritt auf ein einfaches Bewertungstool herunter gebrochen. Das Bewertungstool soll primär eine erste Abschätzung ermöglichen, ob eine KWEA am gewählten Standort mit überschaubarem Aufwand realisierbar ist oder nicht und soll dabei vor allem auf mögliche Probleme aufmerksam machen.

Das Bewertungstool ist so aufgebaut, dass es möglichst selbsterklärend für NutzerInnen ist. Einfachheit und Übersichtlichkeit stehen dabei im Vordergrund. Die Resultate sind als Richtwert bzw. erste Einschätzung zu verstehen.

Im Zentrum steht dabei der geplante Standort der KWEA. Dafür gibt es fünf Kriterien, die ausgefüllt werden müssen. Zu Beginn steht die Widmung mit den folgenden Auswahlmöglichkeiten:

- Wohnen
- Gemischt
- Gewerbe /Industrie
- Landwirtschaft
- Öffentl. Grünfläche
- Verkehr - Wohnstraße
- Verkehr - Straße
- Verkehr - Bundesstraße
- Verkehr - Autobahn
- Verkehr - Eisenbahn

Danach kann zwischen einer offenen oder geschlossenen Verbauungsdichte gewählt werden. Weiters wird die Realisierungsart mit „auf Mast“, „auf Neubau“ oder „nachträglich auf Gebäude“ angegeben. Ebenfalls eine wichtige Information bei gebäudeintegrierten Anlagen ist die Gebäudeart (Leichtbau oder Massivbau). Als letzter Punkt können rechtliche Aspekte angeführt werden. Hier kann zwischen folgenden Punkten gewählt werden:

- Denkmalschutz

- Naturschutz
- Denkmal- und Naturschutz
- Keines

Der Standort der KWEA wird umrandet von den Nachbarn von Nord-West links oben bis Süd-Ost rechts unten. Bei den insgesamt acht Nachbarschaften besteht die Möglichkeit drei Kriterien anzugeben. Zuerst ist die Widmung zu definieren. Hierbei gibt es folgende Auswahlmöglichkeiten:

- Wohnen
- Gemischt Wohnen/Gewerbe
- Gewerbe /Industrie
- Landwirtschaft Grünland

Der Abstand vom Kleinwindkraftstandort bis zur Nachbarbebauung ist von 0 bis größer 30 Meter zu wählen. Entscheidend ist ebenfalls die Höhe über dem Nachbargebäude. Hierbei kann von 0 bis größer 10 Meter gewählt werden.

Die Bewertung erfolgt getrennt für die Bereiche „Standort der KWEA“ (Grundstück) und „Nachbarschaft“ in Form eines Malus Systems. Aus den Einzelergebnissen wird ein Gesamtergebnis errechnet und in Form einer Ampel auch grafisch dargestellt.

Das errechnete Ergebnis kann übersichtlich auf eine A4 Seite ausgedruckt werden. Damit wird die Vergleichbarkeit und Übersichtlichkeit über verschiedene Standorte erleichtert, da der Ausdruck leicht übergeben werden kann und als Dokumentation und Referenz dient.

Tabelle 15: Bewertungsschema zur Abschätzung der Realisierbarkeit von KWEA

Mögliche Beeinträchtigung	Schwere der Beeinträchtigung	Häufigkeit	Akzeptanz (eigentlich Widerstand dagegen)							Objektiv bewertbar	Vermeidbarkeit	Kriterium zur Messung vorhanden
			Errichter	Anrainer			Verkehrsfläche	Gesellschaft				
				Bewohner	Gewerbe	Landwirtschaft						
Lärm	Rotor	50	30	70	20	20	10	50	10	30	1	
	Generator	50	30	70	20	20	10	50	10	50	1	
	Mechanik	50	30	70	20	20	10	50	10	70	1	
Vibrationen	60	50	40	80	40	40	1	30	20	40	5	
Schadstoffe	50	2	95	100	90	95	90	95	5	70	5	
Feuer		100	100	99	99	99	99	98	1	50	5	
	Anlagenteile	100	95	100	100	100	100	99	5	10	15	
Wurf	Eis	95	95	99	95	95	95	95	5	30	20	
	Flicker	40	10	30	40	10	1	20	5	5	5	
Elektro	Überspannung	40	10	30	40	10	1	20	5	5	5	
	Kurzschluss	30	90	20	20	20	1	20	5	5	5	
Überhitzung		20	10	95	1	1	1	1	5	5	5	
	Vogel	50	50	90	50	70	1	90	50	50	50	
Natur	Fledermaus	50	50	90	50	70	1	90	50	50	50	
	Discoeffekt	50	30	95	50	60	50	40	10	40	10	
Visuelle Effekte	Schattenwurf	30	50	90	70	60	50	40	5	40	10	
	Ästhetik	50	30	90	20	40	1	30	100	50	100	

**Anleitung:**

Dieses Tool soll es ermöglichen eine erste Selbstabschätzung durchzuführen, ob eine Kleinwindkraftanlage am gewählten Standort mit überschaubarem Aufwand zu realisieren ist. Denn bei der Errichtung sind nicht nur die technischen Rahmenbedingungen, sowie die Windverhältnisse vor Ort ein entscheidendes Kriterium. Auch die Bebauungsstruktur, und die Nachbarschaft beeinflussen die Errichtung erheblich. Insbesondere die Herausforderungen im Genehmigungsverfahren werden oft unterschätzt. Das Tool soll vor allem auf mögliche Probleme aufmerksam machen. Die erzielten Punkte sind dahingehend ein Richtwert.

- 1) Befüllen Sie die weißen Felder zum Grundstück auf dem die Kleinwindkraftanlage errichtet werden soll. (Dropdownliste)
- 2) Befüllen Sie die Felder der direkt angrenzenden Nachbarn, gibt es keinen Nachbarn in der betreffenden Himmelsrichtung, so muss das Feld nicht befüllt werden. Auch Straßen und landwirtschaftliche Grundstücke sind dabei zu berücksichtigen.
- 3) Die Realisierbarkeit einer Kleinwindkraftanlage wird in Form von Schlechtpunkten bewertet und auf einer Skala in grün bis rot gekennzeichnet.

**Standort**

Realisierbarkeit **0**

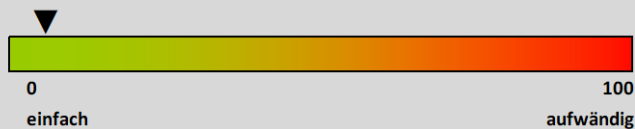
Name










Adresse

Ort

PLZ

Kontaktdaten



<p style="text-align: center;"><b>Nachbar NW</b></p> <p>Widmung <input type="text"/></p> <p>Abstand zu Nachbarbebauung - auch zu Straßen [m] <input type="text"/></p> <p>Höhe über Nachbargebäude - gilt nur für Wohngebäude [m] <input type="text"/></p> <p style="text-align: center;"></p> <p style="text-align: right;">0</p>	<p style="text-align: center;"><b>Nachbar N</b></p> <p>Widmung <input type="text"/></p> <p>Abstand zu Nachbarbebauung - auch zu Straßen [m] <input type="text"/></p> <p>Höhe über Nachbargebäude - gilt nur für Wohngebäude [m] <input type="text"/></p> <p style="text-align: center;"></p> <p style="text-align: right;">0</p>	<p style="text-align: center;"><b>Nachbar NO</b></p> <p>Widmung <input type="text"/></p> <p>Abstand zu Nachbarbebauung - auch zu Straßen [m] <input type="text"/></p> <p>Höhe über Nachbargebäude - gilt nur für Wohngebäude [m] <input type="text"/></p> <p style="text-align: center;"></p> <p style="text-align: right;">0</p>
<p style="text-align: center;"><b>Nachbar W</b></p> <p style="text-align: center;"></p> <p>Widmung <input type="text"/></p> <p>Abstand zu Nachbarbebauung - auch zu Straßen [m] <input type="text"/></p> <p>Höhe über Nachbargebäude - gilt nur für Wohngebäude [m] <input type="text"/></p>	<p style="text-align: center;"><b>Grundstück</b></p> <p style="text-align: center;"></p> <p>Widmung <input type="text"/></p> <p>Verbauungsdichte <input type="text"/></p> <p>Realisierung <input type="text"/></p> <p>Gebäudeart (wenn auf Gebäude geplant) <input type="text"/></p> <p>Rechtliches <input type="text"/></p>	<p style="text-align: center;"><b>Nachbar O</b></p> <p style="text-align: center;"></p> <p>Widmung <input type="text"/></p> <p>Abstand zu Nachbarbebauung - auch zu Straßen [m] <input type="text"/></p> <p>Höhe über Nachbargebäude - gilt nur für Wohngebäude [m] <input type="text"/></p>
<p style="text-align: center;"><b>Nachbar SW</b></p> <p style="text-align: center;"></p> <p>Widmung <input type="text"/></p> <p>Abstand zu Nachbarbebauung - auch zu Straßen [m] <input type="text"/></p> <p>Höhe über Nachbargebäude - gilt nur für Wohngebäude [m] <input type="text"/></p>	<p style="text-align: center;"><b>Nachbar S</b></p> <p style="text-align: center;"></p> <p>Widmung <input type="text"/></p> <p>Abstand zu Nachbarbebauung - auch zu Straßen [m] <input type="text"/></p> <p>Höhe über Nachbargebäude - gilt nur für Wohngebäude [m] <input type="text"/></p>	<p style="text-align: center;"><b>Nachbar SO</b></p> <p style="text-align: center;"></p> <p>Widmung <input type="text"/></p> <p>Abstand zu Nachbarbebauung - auch zu Straßen [m] <input type="text"/></p> <p>Höhe über Nachbargebäude - gilt nur für Wohngebäude [m] <input type="text"/></p>

**Bewertung der Realisierbarkeit im Detail**

Grundstück   
 Nachbarschaft   
 Gesamt

Je nach Unterstützung bzw. Einstellung der Anrainer und der Baubehörde vor Ort, bzw. den individuellen lokalen Gegebenheiten, kann die Errichtung auch auf einem gut bewerteten Standort extrem schwierig bis unmöglich sein, und umgekehrt. Die Autoren weisen darauf hin, dass dieses Berechnungstool, das nach bestem Wissen und Gewissen erstellt wurde, eine Detailplanung nicht ersetzen kann. Weiters wird kein Anspruch auf Vollständigkeit und keine Haftung für Inhalte übernommen.

Abbildung 98: Bewertungstool zur Abschätzung der Realisierbarkeit (Quelle: Eigene Darstellung)

### 7.3.4 Anwendung des Bewertungsschemas

Zur Validierung bzw. um das Bewertungsschema in der Praxis zu testen, wurden ausgewählte Gebiete in und um Wien bewertet. Hierfür wurden unterschiedliche Bebauungsstrukturen herangezogen. Es wurden vorwiegend bestehende Kleinwindstandorte mit den dazugehörigen Hintergrundinformationen erhoben. Die klassische, dicht verbaute Innenstadt war genauso vertreten, wie Gewerbegebiete am Stadtrand, sowie offene Flächen und Solitärhöfe.

	Simmering	Lichtenegg	Zeilem	Obergrafendorf	Vitis	Energybase Wien	Karolinengasse Wien
Grundstück	2	7	16	9	5	15	26
Nachbarschaft	15	0	0	23	55	50	136
Gesamt	17	7	16	32	60	65	162

Abbildung 99: Anwendung des Bewertungsschemas anhand von ausgewählten Kleinwindkraftstandorten (Quelle: Eigene Darstellung)

Fazit des Anwendungstests: Die Bewertung deckt sich mit den langjährigen Erfahrungen hinsichtlich der Umsetzbarkeit von KWEA.



## 8 Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

### 8.1 Zusammenfassung

Zusammenfassend wurden im Rahmen des Forschungsprojekts „Urbane Windenergie“ folgende Fragestellungen beantwortet:

**Wie können die Windverhältnisse bei stark turbulenten Strömungsbedingungen im städtischen Bereich charakterisiert werden? Welche Messungen und Modellansätze sind geeignet, um einen geplanten KWEA-Standort im städtischen Bereich hinsichtlich Leistungspotential der vorgesehenen Anlage zu beurteilen?**

Die gleichzeitigen Windmessungen an den drei Masten, die in weniger als 50 m Entfernung voneinander am Dach der ENERGYbase errichtet wurden, zeigten teilweise deutliche Unterschiede. Diese kleinräumigen Variationen der Windrichtung und Windgeschwindigkeit sind auf den Einfluss des Gebäudes auf die Strömung zurückzuführen und wurden auch mit den Strömungsmodellen erfolgreich wiedergegeben. In umfangreichen Modellstudien konnte weiters gezeigt werden, dass nicht nur die Form des Standortgebäudes selbst, sondern auch die Bebauungsstruktur auf benachbarten Grundstücken einen entscheidenden Einfluss auf das Windpotential an einem geplanten KWEA-Standort hat. CFD-Modellierung der Strömungsverhältnisse über Dach, aber auch in der näheren Umgebung bilden daher eine hilfreiche Grundlage für die Planung eines KWEA-Standes. Der Aufwand der Durchführung von CFD-Modellen zu diesem Zweck ist sicherlich nur bei größeren Bauprojekten aus wirtschaftlicher Sicht gerechtfertigt. Für die Standortplanung einzelner KWEA liefert der Kleinwindpotenzialkataster der Stadt Wien eine wertvolle Erstinformation, die durch zusätzliche Kontroll-Messungen und Betrachtung der umgebenden Bebauungsstruktur, eventuell auch mit Strömungssimulationen für die häufigsten Windrichtungssektoren ergänzt werden kann. Der Einsatz von sogenannter Large-Eddy-Simulation erscheint derzeit für diese Art der Anwendung insgesamt zu aufwändig und in Hinblick auf den zusätzlichen Informationsgewinn nicht erforderlich. Werden vorab Windmessungen durchgeführt, ist schon bei der Wahl des Messstandortes dieser Aspekt zu berücksichtigen. Im urbanen Raum ist zur Vermessung eines KWEA-Standes ein 3-D Ultraschallanemometer einem konventionellen Windgeber jedenfalls vorzuziehen, da ersteres auch Aufschluss über die zu erwartenden Vertikalbewegungen sowie die vorherrschenden Turbulenzverhältnisse liefert.

**Welchen Einfluss haben stark turbulente Windverhältnisse auf den Ertrag und die Lebensdauer einer KWEA sowie die Qualität des ins Netz eingespeisten elektrischen Stroms?**

Ertrag: Der Einfluss stark turbulenter Windverhältnisse auf den Ertrag einer KWEA kann nicht pauschal bestimmt werden, sondern ist je nach Technologie und letztendlich je nach Produkt unterschiedlich. Wie in Abbildung 100 ersichtlich, ist der Einfluss der TI auf die Leistung des Horizontalläufers Schachner SW05 gering. Dies deckt sich mit den Ergebnissen von Lubitz

(2014), der den Einfluss der Turbulenzintensität auf die Leistung einer horizontalen KWEA mit etwa 4 % angibt. Bei einer Turbulenzintensität < 14 % steigt die Leistung einer KWEA um etwa 2 % im Vergleich zur durchschnittlichen Leistung bei unterschiedlichen Turbulenzintensitäten. Nimmt die Turbulenzintensität zu (TI > 14 %), sinkt die Leistung jedoch um ca. 2 % ab.

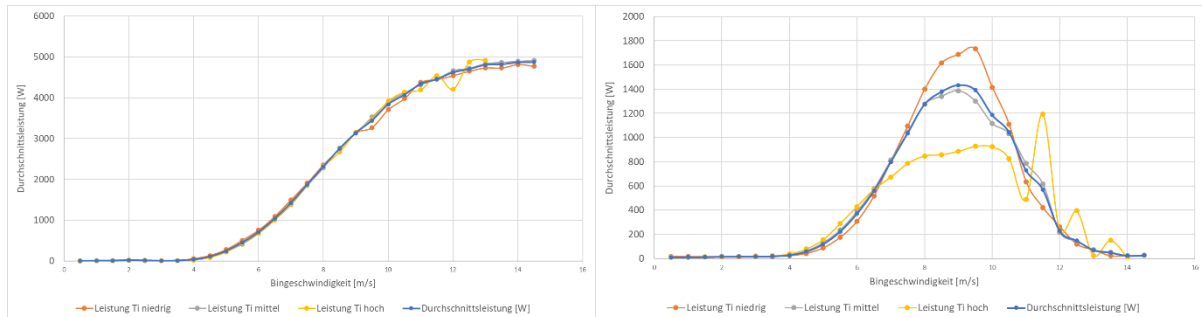


Abbildung 100: Leistungskurven für unterschiedliche Turbulenzintensitäten (TI niedrig < 8 %, TI mittel < 16 %, TI hoch > 16 %) für Horizontalläufer Schachner SW05 (links) sowie Vertikalläufer Amperius VK250 (rechts) (Quelle: Eigene Darstellung)

Im Gegensatz dazu zeigt der Vertikalläufer VK250 (Darrieus Helix) eine starke Korrelation zwischen dem Grad der Turbulenzintensität und der Leistung. Im Windgeschwindigkeitsbereich von 6 bis 10 m/s liegt die Leistung bei hoher TI deutlich unterhalb der durchschnittlichen Leistung laut normgerechter Leistungskennlinie. Dies ist insofern interessant, da Vertikalläufer für Standorte mit stark turbulenten Windverhältnisse vielfach als besser geeignet dargestellt werden. Die vorliegenden Projektergebnisse sowie Ergebnisse aus anderen Untersuchungen (Molina et. al. 2017) können das jedoch – zumindest für die getesteten KWEA – nicht bestätigen.

**Mechanische Belastung:** In der Literatur werden Turbulenzen oft als Ursache von erhöhten Schwingungen und Belastungen von Windkraftanlagen angegeben. Für KWEA konnte dieser Zusammenhang bei den Messungen im Rahmen des vorliegenden Projekts nicht festgestellt werden. Sowohl bei KWEA mit horizontale Drehachse als auch bei jenen mit vertikaler Drehachse hat die Turbulenzintensität kaum Einfluss auf Schwingungen gezeigt.

Da der Fokus bei der Messung jedoch darauf lag, die Belastungen auf das Tragwerk zu ermitteln, ist davon auszugehen, dass die Schwingungen innerhalb des Rotors nicht gänzlich erfasst wurden. Allerdings können anhand der Ergebnisse Rückschlüsse auf die Auswirkungen von Turbulenzen auf das Betriebsverhalten gezogen werden.

Der geringe Einfluss von Turbulenzen auf das Schwingungsverhalten kleiner WEA kann zum Teil dadurch erklärt werden, dass die überstrichene Rotorfläche und damit die Abweichung der Windgeschwindigkeit über die überstrichene Rotorfläche geringer ist, als bei großen WEA. Dementsprechend ist auch die Inhomogenität der Windlast auf den Rotor geringer.

Darüber hinaus können KWEA aufgrund ihrer geringeren Masse und Trägheit gegenüber großen WEA Veränderungen der Windgeschwindigkeit besser folgen. Dadurch kann die Schnelllaufzahl in einem engeren Bereich gehalten werden, was ein weiterer Grund dafür sein kann, dass KWEA weniger durch Turbulenzen angeregt werden, als große WEA.

Anhand der Messergebnisse muss davon ausgegangen werden, dass starke Turbulenzen kaum Auswirkung auf die Lebensdauer einer KWEA haben. Um dies nachweisen zu können, sind weitreichendere Untersuchungen mit aufwändigerem Messequipment notwendig.

Netzurückwirkungen: Im vorliegenden Projekt wurden die Netzurückwirkungen für die KWEA SW5 sowohl am Standort Lichtenegg mit einer mittleren Turbulenzintensität (TI) von ca. 10 % als auch in Simmering (TI 20 %) vermessen. Dabei hat sich gezeigt, dass an beiden Standorten bestimmte Grenzen (Oberschwingungen) überschritten wurden. Die gemessenen Oberschwingungsströme in Simmering waren deutlich höher als in Lichtenegg. Dies legt den Schluss nahe, dass Turbulenzen die Netzurückwirkungen (im Sinne der Oberschwingungsströme) beeinflussen. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf um herauszufinden, inwiefern die unterschiedliche Netztopologie bzw. Unterschiede in der verbauten Leistungselektronik dazu beitragen bzw. dafür verantwortlich sind.

### **Welche Belastung der umgebenden Infrastruktur durch Vibrationen und potenzielle Gefährdung für Personen geht von KWEA im urbanen Raum aus und wie hoch ist das Gefährdungspotential?**

Belastungen durch Schwingungen: Die durchgeführten Untersuchungen an KWEA zeigen, dass Resonanzen des Gesamtsystems (bestehend aus Rotor, Mast und Gründung), angeregt durch intrinsische Schwingungen des Rotors, die primäre Ursache für erhöhte Vibrationen und Schwingungen sind. Dementsprechend wird empfohlen, das Schwingungsverhalten des Gesamtsystems bei der Planung und Errichtung einer KWEA zu berücksichtigen. Hersteller bzw. Anbieter von KWEA sollten eine Gesamtlösung anbieten, welche in Bezug auf Standfestigkeit - also auch auf Vibrationen und Schwingungen - getestet und erprobt ist. Dabei sollte die Anregung von Eigenformen (Resonanz) im Betriebsbereich oberhalb von 50 % der Nennleistung vermieden werden.

Ein hilfreiches Tool zur Ermittlung dieses Zusammenhangs ist das Campbell Diagramm, welches mithilfe einer Ordnungsanalyse erstellt werden kann. Wird dies nicht beachtet, so kann es im Betrieb zu dynamischen Dauerbelastungen kommen, für welche das Tragwerk und die KWEA selbst nicht ausgelegt sind. Dauerbrüche und herabfallende Anlagenteile können die Folgen sein, welche im urbanen Raum ein erhebliches Gefährdungspotential darstellen. Um dies zu vermeiden, wird daher empfohlen, neben einem statischen Gutachten auch eine dynamische Bewertung der Anlage vom Hersteller zu verlangen bzw. vor Installation durchzuführen.

Potenzielle Gefährdungen: Es zeigt sich, dass gerade in Bezug auf Eiswurf sowie fallende Anlagenteile die Sicherheitsansprüche an KWEA in besiedelten Gebieten von vielen Herstellern nicht erfüllt werden. Der gängigere Standort für KWEA ist nach wie vor ländliches Gebiet. Bei Installationen von KWEA in urbanen Gebieten muss der Sicherheitsstandard der Anlagen angepasst werden. Die Art der Anwendung ist dabei gerade im Hinblick auf Eiswurf entscheidend. Die Auftretshäufigkeiten für Schäden durch Eiswurf (bis zu 1.5 jährlich) sowie fallende Anlagenteile (bis zu 0.7 jährlich) sind sehr hoch. Möglichkeiten zur drastischen

Reduktion der Auftrittshäufigkeiten sind vorhanden. Der Einsatz sollte anlagen- sowie standortspezifisch angepasst werden. Gegenwärtige Verfahren zur Bewertung des Risikos müssen entsprechend der speziellen Anforderungen des urbanen Raumes verbessert werden. Die PSA ist ein hilfreiches Tool zur Erhebung des Schadensrisikos spezifischer KWEA, sofern alle Daten über die Funktionsweise der KWEA vorliegen. Sie eignet sich zum Vergleichen verschiedener Sicherheitssysteme sowie zur Detektion von Verbesserungspotentialen. Mit Hilfe der adaptierten ETs und der Einflussfaktoren können KWEA mit unterschiedlichen Sicherheitssystemen und verschiedenen Standorten verglichen werden.

Vor allem Materialversagen trat im Betrachtungszeitraum sehr häufig auf. Das Ereignis ist stark anlagenabhängig und kommt vermehrt bei vertikalen KWEA und jenen mit einer Nennleistung unter 5 kW vor. Brand kann durch entsprechende Sicherheitssysteme stark reduziert werden. Die Brandvermeidung fordert ein verlässliches Bremssystem der Anlage. Ist dieses gegeben, ist die Brandgefahr mit ca. 0.001 Schäden pro Jahr vernachlässigbar. Blitzschlag stellt vor allem eine Gefahr für die Anlage selbst, speziell deren Elektronik dar. Bei vorhandener Erdung beträgt die resultierende Brandwahrscheinlichkeit  $1.9 \cdot 10^{-4}$  Ereignisse pro Jahr. Bei Blitzeinschlag in die Rotorblätter kann es zu Bruch kommen, die Häufigkeit dieses Ereignisses ist mit  $1.14 \cdot 10^{-2}$  höher als die Brandgefahr. Im urbanen Bereich ist aufgrund der Besiedlungs- und Blitzableiterdichte mit noch deutlich geringeren Werten zu rechnen.

Die Gefährdungspotentiale variieren je KWEA stark. Es zeigt sich dringender Forschungsbedarf hinsichtlich der Sicherheit von KWEA spezifisch für urbanen Gebiete. Weiter sind die Durchführung von anlagenspezifischen Testverfahren und die Etablierung damit einhergehender Zertifizierungen unumgänglich.

### **Welche KWEA-Technologie ist für die Anwendung in bebauter Umgebung geeignet?**

Werden KWEA in bebauter bzw. dicht besiedelter Umgebung auf oder in unmittelbarer Nähe errichtet und betrieben, sollten zumindest folgende Kriterien erfüllt sein:

- hohe Qualität und Betriebssicherheit der Anlage
- keine bzw. geringe Beeinflussung des Leistungsvermögens durch Turbulenzen
- geringe Umweltwirkungen (Schallemissionen, Schwingungen etc.)
- Maßnahmen zur Risikoreduktion

Ob diese Kriterien erfüllt werden können oder nicht, ist nur bedingt eine Frage der Technologie, sondern hängt primär vom jeweiligen Produkt ab, denn über alle Technologien hinweg gibt es qualitativ hochwertige, aber auch minderwertige Produkte. Bei zwei der drei im Projekt getesteten KWEA kam es vor Ablauf des Projekts zu schwerwiegenden Defekten mit hohem Gefährdungspotenzial. Sowohl bei der KWEA Amperius VK250 – einem Vertikalläufer – als auch bei der Windsport 1.5 – einem Horizontalläufer – haben Schäden bzw. Fehlfunktionen zu einem vorzeitigen Abbau der Anlage geführt. Erfahrungen der letzten Jahre aus dem Energieforschungspark Lichtenegg zeigen, dass einfache, klassische Bauformen wie z. B. ein

3-Blatt Horizontalläufer weniger fehleranfällig sind als tendenziell innovativere Bauformen. Eine allgemein gültige Aussage lässt sich daraus jedoch nicht ableiten. Dahingehend muss auch berücksichtigt werden, dass nicht immer die mangelnde Qualität mancher KWEA den Grund für einen Defekt darstellt, sondern auch nicht aufeinander abgestimmte Komponenten zu einem unvorhersehbaren (statischen und dynamischen) Verhalten der KWEA und in der Folge zu schwerwiegenden Defekten führen können.

Auch hinsichtlich möglicher Erträge ist keine allgemein gültige Aussage möglich. Wie in Abbildung 100 gezeigt, wirken sich Turbulenzen unterschiedlich auf verschiedene Technologien und Produkte aus. Dass der untersuchte Vertikalläufer nur bedingt für den Einsatz in Gebieten mit stark turbulenten Windverhältnissen geeignet ist, bedeutet nicht, dass Darrieus Helix Rotoren bzw. Vertikalläufer grundsätzlich nicht für turbulente Windverhältnisse geeignet sind. Um verallgemeinerbare Aussagen ableiten zu können, wäre es sinnvoll, weitere Messungen an verschiedenen KWEA unterschiedlicher Bauart durchzuführen. Der Energieforschungspark Lichtenegg wäre aufgrund der dort vorherrschenden meteorologischen Bedingungen gut dafür geeignet.

Um die zulässigen Schallimmissionsgrenzwerte in Wohngebieten einzuhalten, sind entweder größere Abstände zu benachbarten, bewohnten Grundstücken oder eine KWEA mit geringen Schallemissionen erforderlich. Der A-bewertete Schalleistungspegel  $L_{wa}$  der beiden untersuchten KWEA lag bei 79 bis 83 dB (VK250) bzw. 69 bis 77 dB (Windspot). Um die gültigen Immissionsgrenzwerte in Wohngebieten einzuhalten, sind Abstände zu bewohnten Objekten von 30 bis 100 m erforderlich – Distanzen, die in Wohngebieten oftmals nicht verfügbar sind. Aufgrund der tendenziell niedrigeren Schallemissionen könnten Savonius-Rotoren in bebauten/besiedelten Gebieten dahingehend eine interessante Option darstellen.

Um eine gesamtheitliche Risikoreduktion bei der Errichtung und in weiterer Folge dem Betrieb von KWEA in bebauten bzw. besiedelten Gebieten zu erreichen, werden folgende Maßnahmen vorgeschlagen:

- M1 Gesamtheitliches Anlagenkonzept: Abstimmung aller Anlagenteile (KWEA, Mast, Fundament, Verbindung zwischen Anlage und Mast) aufeinander sowie Testen des Gesamtkonzepts. Entscheidend ist die Auslegung auf die dynamischen Lasten des Gesamtsystems.
- M2 Fachgerechte Errichtung: Durchführung der Installation von speziell für die Anlagen-Mast-Kombination geschultem Fachpersonal: Schriftliche Dokumentation der Arbeitsschritte.
- M3 Wartung und Betriebssteuerung: Regelmäßige Wartung des Gesamtsystems durch Fachpersonal. Häufigere Überprüfung zu Beginn und am Ende der Betriebsdauer.
- M4 Bremssysteme: Vorhandensein redundanter und voneinander unabhängiger Bremssysteme, welche die KWEA eigenständig einbremsen.
- M5 Sensorik: Installation eines geeigneten Systems zur Eisdetektion und einem damit verbundenen automatischen Abschalten der Anlage sowie eines Vibrationssensors zur Detektion von Unwucht.

- M6 Blitzableiter: Geeignete Ableitungsvorrichtung: Eigenständiger Blitzableiter (v.a. bei gebäudeintegrierten KWEA notwendig) oder Ableitung durch die KWEA.
- M7 Sicherheitszonen: Sperrung des Bereichs unmittelbar unter der Anlage bei Extrembedingungen.

Die Maßnahmen M1 bis M4 sollten in jedem Fall bei der Errichtung und dem Betrieb einer KWEA durchgeführt werden. Das Ausmaß der Umsetzung von Maßnahmen M5 bis M7 muss standorts- sowie anlagenspezifisch ermittelt werden.

## **Wie erfolgt eine umfassende Standort-Bewertung für die Errichtung von KWEA in Siedlungsgebieten?**

Üblicherweise wird unter einer Standortbewertung die Bewertung hinsichtlich der lokalen Windsituation verstanden. Daraus kann der mögliche Ertrag mit verschiedenen Windenergieanlagen abgeleitet werden. Diese Bewertung hinsichtlich Winddargebot und potenziellem Ertrag ist essenziell. Seit jeher versuchen Beratungsorganisationen diesen Punkt hervor zu streichen. Denn wo wenig Wind weht, ist auch kein Potential für Windkraft vorhanden; sei die eingesetzte Anlage auch noch so gut.

Neben einer Bewertung der lokalen Windverhältnisse sind weitere Kriterien zu berücksichtigen, vor allem hinsichtlich der Realisierbarkeit. Eine umfassende Standortbewertung sollte auch eine systematische Analyse sämtlicher Grundstücke in der Umgebung, den damit verbunden Widmungskategorien und der Bebauungsstruktur vorsehen. Diese sollten durch unabhängige ExpertInnen mit entsprechender Erfahrung Schritt für Schritt analysiert und auf mögliche Probleme untersucht werden. Das im Projekt erstellte Bewertungsschema sowie das Tool für eine Erstabschätzung bietet aber auch unerfahrenen KonsumentInnen bzw. NeueinsteigerInnen die Möglichkeit, selbst eine erste Bewertung vorzunehmen.

## **8.2 Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen**

### **8.2.1 Genehmigungsverfahren**

Trotz der erfolgreichen Genehmigung von zwei KWEA im urbanen Gebiet (ENERGYbase, Kraftwerkspark Simmering) gibt es einige kritische Punkte, für die mittelfristig Lösungen gefunden werden müssen. Einer dieser kritischen Punkte ist die Vereisung von kleinen Windkraftanlagen. Auch wenn das Gefährdungspotenzial deutlich geringer ist, als jenes von Großwindkraftanlagen (siehe Deliverable 4.1), gewinnt dieses Thema zumindest in Wien im Zuge des Genehmigungsverfahrens durchaus an Bedeutung.

Im Zuge des Genehmigungsverfahrens ist nachzuweisen, dass durch Eiswurf bzw. Eisabfall keine zusätzliche Gefährdung der Umgebung verursacht wird. Um Eiswurf zu unterbinden, ist es daher erforderlich, die Anlage bei Vereisung verlässlich abzustellen. Die zuverlässige Detektion der Vereisung – bereits bei Großwindkraftanlagen kein leichtes Unterfangen – stellt eine große Herausforderung für kleine Windkraftanlagen dar. Da die bei Großwindkraftanlagen

verwendeten Sensoren aus Kostengründen in der Regel nicht eingesetzt werden, wird Vereisung bei KWEA – wenn im Rahmen des Genehmigungsverfahrens gefordert – mittels Temperatur- und Feuchtesensoren detektiert. Ein Auslösen der Sensoren bedeutet jedoch lediglich, dass aufgrund der meteorologischen Bedingungen Vereisung entstehen kann (meteorologische Vereisung). Die Anlage wird daher sehr oft abgeschaltet, obwohl keine (instrumentelle) Vereisung vorliegt, wodurch die Produktionszeit der KWEA unnötigerweise verringert wird. Ein weiterer Nachteil dieser Methode ist, dass eine automatische Freigabe nach Ende der meteorologischen Vereisung nur bedingt möglich ist, da instrumentelle Vereisung auch nach Ende der meteorologischen Vereisung bestehen kann (siehe Abbildung 101).

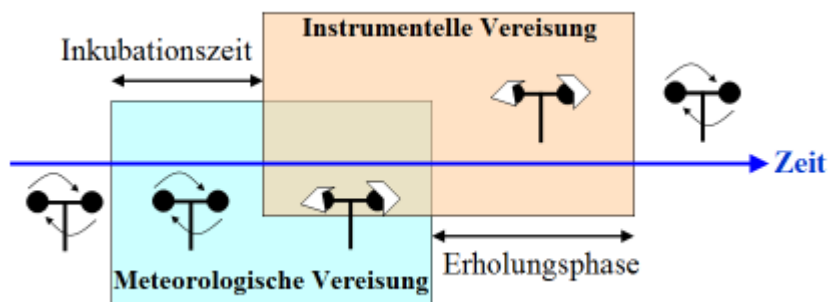


Abbildung 101: Meteorologische und instrumentelle Vereisung (Roßboth, et. al. 2016)

Nach Ende der meteorologischen Vereisung muss die KWEA daher manuell z. B. nach Sichtkontrolle wieder freigegeben werden oder eine Freigabe der Anlage erfolgt automatisch nach einer den Witterungsbedingungen angepassten Wartezeit (Erholungsphase). Während die manuelle Freigabe einen erheblichen personellen Aufwand bedeuten kann, der in der Regel nicht wirtschaftlich darstellbar ist, verringert sich durch die Wartezeit bei einer automatischen Freigabe die Zeit, in der die KWEA Energie produzieren könnte, was speziell in den tendenziell windstärkeren und damit ertragsreichen Wintermonaten zu Ertragseinbußen unbekannter Größenordnung führen kann. Dennoch ist in der Praxis der automatische Freigabe der Vorzug zu geben, da eine manuelle Freigabe im Alltag nur schwer personell und wirtschaftlich realisierbar ist (erforderliches Monitoring: 7 Tage die Woche, 24 h am Tag). Speziell bei den jeweiligen Grenzwerten (z. B. Grenzwerte für meteorologische Vereisung, der Witterung angepasste Wartezeit / Erholungsphase etc.) gibt es noch jede Menge Optimierungsmöglichkeiten. Da das Thema Vereisung von KWEA nicht nur in Österreich zunehmend an Bedeutung gewinnt und speziell in besiedelten Gebieten auf Dauer die Entwicklung der Kleinwindkraft behindern könnte, wären hier weitere Forschungsaktivitäten zielführend.

Im Rahmen der beiden Genehmigungsverfahren im Projekt hat sich darüber hinaus gezeigt, dass es sowohl auf Seiten der Hersteller von KWEA als auch auf Seiten der Genehmigungsbehörden durchaus Verbesserungspotenzial gibt. Selbst Hersteller, die bereits mehrfach Genehmigungsverfahren in Österreich erfolgreich absolviert haben, benötigen oftmals mehrere Wochen, um die geforderten Unterlagen zur Verfügung zu stellen. Unterscheidet sich die KWEA teilweise von vorherigen Umsetzungen des Herstellers z. B.

durch Verwendung eines anderen Mastsystems (Gittermast statt Stahlrohrmast, verschiedene Masthöhen etc.) müssen Gutachten oftmals neu erstellt werden, wodurch es zu weiteren Verzögerungen kommt. Hier stellt sich oftmals auch die Kostenfrage, da im Kaufvertrag das Genehmigungsverfahren meist nicht geregelt ist. KäuferInnen von KWEA sollten sich daher bereits beim Kauf volle Unterstützung durch den Hersteller beim Genehmigungsverfahren vertraglich zusichern lassen. Nur dann ist man vor späteren (kostspieligen) Überraschungen sicher.

Aber auch auf Seiten der Genehmigungsbehörden gibt es Verbesserungspotenzial. Besonders erwähnenswert ist hier, dass wesentliche Kriterien wie die Qualität, die Betriebssicherheit sowie das Leistungsverhalten einer KWEA nur bedingt oder gar nicht geprüft werden. So wird die Qualität von KWEA mit einer vom Rotor überstrichenen Fläche < 2 m<sup>2</sup> nicht geprüft, bei größeren Anlagen bis zu 60 m<sup>2</sup> Rotorfläche ist immerhin die Bestätigung eines Ziviltechnikers erforderlich, dass die KWEA im Falle einer Prüfung nach Norm IEC61400-2 diese bestehen würde. Dass diese Bestätigung nur bedingt eine praktische Prüfung ersetzen kann, zeigen bereits die Kosten: Während eine vollständige Typenzertifizierung nach IEC61400-2 durch eine akkreditierte Mess- und Prüfeinrichtung zwischen 150.000 und 400.000 EUR an Kosten verursacht, fallen für die Bestätigung des Ziviltechnikers etwa 5.000 bis 10.000 EUR an. Dies zeigt deutlich, dass hier nur eine rudimentäre Überprüfung der wichtigsten Parameter auf Basis der vom Hersteller zur Verfügung gestellten Unterlagen erfolgen kann.

Potenzielle Schwachstellen mit hohem Gefährdungspotenzial können dabei unter Umständen unentdeckt bleiben, dies zeigen auch Erfahrungen aus der Praxis: Im Zuge des Genehmigungsverfahrens für die KWEA VK250 für den Standort ENERGYbase wurde die KWEA durch einen Ziviltechniker einschlägiger Fachrichtungen erfolgreich geprüft und positiv bewertet. Dennoch kam es wenige Wochen später zu einem Schadensfall mit durchaus hohem Gefährdungspotenzial: Während des Testbetriebs im Energieforschungspark Lichtenegg brach eine Strebe der Anlage, wodurch in der Folge das gesamte Rotorblatt inkl. Verstrebungen abbrach und vom Mast fiel. Das Gefährdungspotenzial eines herunterfallenden Rotorblattes samt Strebe aus Aluminium und GFK wird dabei als durchaus hoch eingeschätzt.

Als Alternative zu einer vollständigen Typenzertifizierung durch eine akkreditierte Mess- und Prüfeinrichtung für KWEA unter 60 m<sup>2</sup> Rotorfläche sollte daher anstelle der bisherigen Herangehensweise eine mehrmonatige Testphase unter realen Bedingungen angedacht werden. Wie Erfahrungen aus dem Projekt „Kleinwindkraftanlagen“ (FFG-Nummer 829731) sowie aus dem vorliegenden Projekt zeigen, sind in der Regel bereits wenige Monate Testbetrieb im Energieforschungspark Lichtenegg (Langzeitevaluierung) ausreichend, um technische Mängel und Schwachstellen aufzudecken. Zusätzlich kann im Zuge der Langzeitevaluierung nicht nur die Qualität und die Betriebssicherheit, sondern auch das Leistungsvermögen der Anlage geprüft und bewertet werden.

### **8.2.2 Windmessungen**

Vergleiche der Jahres-Windrosen der Mast-Windmessungen mit den SODAR-Windmessungen in 35 m Höhe über Grund zeigen, dass die vorherrschenden



Hauptwindrichtungen in den Windrosen der Mast-Windmessungen wesentlich markanter abgebildet werden, als in Windrosen der SODAR-Windmessungen. Eine der Ursachen für diese Unterschiede liegt in den unterschiedlichen Mess-Methoden von Mast-Windmessung und SODAR-Windmessung. Während die Mast-Windmessungen mit Ultraschall-Anemometer oder Schalenkreuz-Anemometer in-situ-Messungen an einem bestimmten Punkt sind, handelt es sich bei der SODAR-Windmessung um ein Fernerkundungsverfahren, bei dem nicht nur die Bewegung eines bestimmten Luftvolumens detektiert wird, sondern die Windmessung auch über eine Schicht mit 10 m Schichtdicke gemittelt wird. Möglicherweise spielen auch unterschiedliche zeitliche Mittelungen eine Rolle bei den Unterschieden der Windrosen. Während die Mast-Winddaten mit einer ein-minütigen zeitlichen Auflösung zur Verfügung stehen, sind die SODAR-Windmessdaten zehnerminütig. Vor allem ist jedoch die unterschiedliche Windrichtungsverteilung bei Mast- und SODAR-Windmessungen auch auf die unterschiedlichen Standorte zurückzuführen. Das Gebäude der ENERGYbase und die Aufbauten am Dach haben nicht nur Einfluss auf die Windgeschwindigkeit, sondern die unterschiedlichen Positionen der Windmasten auf dem Dach bewirken auch unterschiedliche Windrichtungsverteilungen der Mast-Windmessungen aufgrund der unterschiedlichen Einflüsse der Dachaufbauten. Allgemein haben einerseits Kanalisierungseffekte, Effekte unterschiedlicher Bodenreibung, Lee-Effekte, andererseits aber auch die atmosphärische Stabilität Einfluss auf die unterschiedlichen Windrichtungs- und Windstärkenverteilungen der verschiedenen Mess-Standorte. Welcher der genannten Effekte am meisten Einfluss auf die Windmessungen hat, hängt von der Wetterlage (bzw. atmosphärischer Stabilität) und Windrichtung ab.

Um die durch die unterschiedliche Bebauung der Umgebung verursachten Unterschiede der Windverhältnisse an den beiden Mess-Standorten herauszuarbeiten, wurden die Windgeschwindigkeitsdifferenz vom Windgeschwindigkeitsmittel der Mastmessungen und der SODAR-Windmessung im 35-m-Niveau berechnet und in Abhängigkeit zur Windrichtung in 35 m bzw. 105 m Höhe über Grund als monatliche Windrosen dargestellt. Ziel dieser Auswertung war, interessante Windrichtungen und Wetterlagen sowie deren Einfluss auf die Messungen zu erkennen, um diese Information für die Modellierung der Strömungsverhältnisse nutzen zu können. Die überwiegend positiven Werte der Windgeschwindigkeitsdifferenzen liegen daran, dass die an den Masten am Dach der ENERGYbase gemessenen Windgeschwindigkeiten meist höher waren, als die der SODAR-Windmessungen in 35 m Höhe über Grund. Während die mittlere Windgeschwindigkeit der SODAR-Windmessungen in 35 m Höhe über Grund (im Zeitraum Jänner 2016 bis Juni 2016) 2,4 m/s beträgt, liegt der Wert der mittleren Windgeschwindigkeit der (gemittelten) Mastmessungen im gleichen Zeitraum bei 3,3 m/s. Ursache für diese Geschwindigkeitsunterschiede werden in der Verstärkung der Windgeschwindigkeit durch das Gebäude der ENERGYbase und der Dachkanten im Bereich der Messmasten vermutet (Verstärkende Wirkung durch Eckeneffekt). Es kommen, wenn auch selten, negative Windgeschwindigkeitsdifferenzen vor. Das heißt, dass in diesen Fällen die Windgeschwindigkeit der SODAR-Messung in 35 m über Grund höher ist, als die gemittelte Windgeschwindigkeit der Mast-Messungen am Dach der ENERGYbase. In diesen seltenen Fällen spielen wahrscheinlich bodennahe Inversionen in Kombination mit lokalen Effekten und

die unterschiedlichen Bodenreibungsverhältnisse bei bestimmten Windrichtungen eine Rolle. In den Monaten März 2016 bis November 2016 sind die Windgeschwindigkeitsdifferenzen meist geringer als in den Wintermonaten Dezember 2015 bis Februar 2016. Dies ist auch ein zu erwartendes Ergebnis, da einerseits im Winter generell höhere Windgeschwindigkeiten auftreten, andererseits der Einfluss der Gebäude auf die Strömung bei stabiler atmosphärischer Schichtung stärker ist, als bei neutraler oder labiler Schichtung. Generell sind die Windgeschwindigkeitsunterschiede weit häufiger positiv als negativ und die größten Windgeschwindigkeitsunterschiede in den beiden Hauptwindrichtungen Nordwest- und Südostwind zu finden.

Einzelne Perioden besonders großer Abweichungen wurden ausgewählt und genauer untersucht. Spezielles Interesse gilt dabei Fällen, in denen die Windgeschwindigkeit oberhalb der mittleren städtischen Gebäudestruktur (repräsentiert durch die SODAR-Messung in 55 m über Grund) im Mittel größer als 2 m/s ist, da bei geringeren Windgeschwindigkeiten die Anlaufgeschwindigkeit der Kleinwindkraftanlage nicht erreicht ist. Anhand von Fällen mit nordwestlicher Anströmung konnte gezeigt werden, dass an manchen Tagen die Windgeschwindigkeitsdifferenz zwischen Mast- und SODAR-Windmessung in 35 m Höhe über Grund unter Tags geringer ist als während der Nacht. Dieser tageszeitliche Rhythmus ist ein weiterer Hinweis darauf, dass die atmosphärische Schichtung (gute Durchmischung am Tag) Einfluss auf die unterschiedlichen Windverhältnisse der beiden Messstandorte hat.

Es ist oft zu sehen, dass die Mastsensoren am Dach deutlich höhere Windgeschwindigkeiten erfassen als das SODAR. Erwartungsgemäß treten Perioden mit besonders großen Windgeschwindigkeitsunterschieden zwischen den Messstandorten vorwiegend dann auf, wenn die synoptische Strömung besonders stark ist. Es kommen dabei Windgeschwindigkeitsunterschiede zwischen Mast-Windmessung und SODAR-Windmessung (in 35 m Höhe über Grund) von bis zu 8 m/s wie z.B. am 4.1.2016 vor.

Messvergleiche aus den Sommermonaten Juni bis August 2016 zeigen anschaulich, dass bei guten Durchmischungsverhältnissen die Windverhältnisse an den beiden Messstandorten sehr gut übereinstimmen und von allen Messgeräten und unabhängig von der großräumigen Strömungsrichtung in ähnlicher Weise wiedergegeben werden. Nur in seltenen Fällen sind auch in den Sommermonaten größere Unterschiede zwischen den Windgeschwindigkeiten an den beiden Standorten zu verzeichnen, besonders dann, wenn sich in der Nacht bodennah eine sehr windschwache Schicht mit sehr geringer turbulenter Durchmischung ausbildet.

Abschließend ist zu bemerken, dass die Unterschiede der Messergebnisse an den beiden Messstandorten mehrere Ursachen haben. Die unterschiedliche Verbauung (Gebäude, Dachaufbauten, Straßen, Freiflächen) und Rauigkeit (Bodenreibung) in der Umgebung der beiden Messstandorte, die Unterschiedlichkeit der Messmethoden, die Strömungslage, aber auch die atmosphärische Stabilität haben Einfluss auf die Unterschiede der Windmessungen an den beiden Messstandorten. Die größten Windgeschwindigkeitsunterschiede zwischen den beiden Messstandorten kommen bei stärkerem Wind aus den beiden Hauptwindrichtungen Nordwest und Südost vor.

### 8.2.3 CFD Modellierung

Mit den Modellen MISKAM, FLUENT und OpenFOAM mit RANS-Turbulenzansatz sowie mit OpenFOAM LES wurden Windsimulationen für den urbanen Raum im Bereich Wien/Floridsdorf durchgeführt. Die Simulationsergebnisse für den Nahbereich der ENERGYbase wurden anhand von Mast-Messungen über Dach und SODAR-Messungen auf einem nahe gelegenen Grundstück evaluiert. An zusätzlichen Punkten wurden die Modellergebnisse miteinander verglichen. Bei diesen Untersuchungen wurden vorrangig Modellergebnisse für die am Standort am häufigsten vorkommenden Windrichtungen Südost, West und Nordwest behandelt. Von OpenFOAM liegen aus modelltechnischen Gründen nur Ergebnisse für Anströmung aus West vor.

Die mit verschiedenen Modellen simulierten Windfelder unterhalb des mittleren Dachniveaus, in Straßenschluchten, aber auch in offeneren Bereichen, weisen zum Teil sehr markante Unterschiede auf. Diese Ergebnisse sind für Fragen des Einsatzes von KWEA im urbanen Raum von untergeordneter Bedeutung und wurden daher in der gegenständlichen Untersuchung nicht weiter behandelt. Die für den Standort des SODARs östlich der ENERGYbase berechneten vertikalen Profile der Windgeschwindigkeit erreichen bei Südost- und Nordwestströmung eine gute Übereinstimmung mit den Profilmessungen. Bei Anströmung aus West wird das Windfeld in diesem Bereich durch vorgelagerte Gebäude stärker beeinflusst, was zu größeren Unterschieden zwischen den Modellergebnissen und etwas größeren Abweichungen von den Messungen führt. Die von den Modellen simulierte räumliche Variation der Windgeschwindigkeit im Dachbereich der ENERGYbase konnte anhand der Mast-Messungen verifiziert werden. Bei der Modellierung der Turbulenzintensität im Bereich des Gebäudedaches hingegen mussten große Unsicherheiten und starke Abweichungen von den gemessenen Werten, sowohl in der räumlichen Verteilung als auch hinsichtlich der Größenordnung der Werte festgestellt werden.

Eine wesentliche Schlussfolgerung der vorliegenden Arbeit ist, dass das Modell OpenFOAM für die praktische Anwendung beispielsweise zum Zweck einer Standortbegutachtung für KWEA im urbanen Raum in erster Linie aufgrund des hohen Aufwandes bei der Konfiguration des Modells, aber auch der Auswertung der Ergebnisse nicht geeignet ist. In Übereinstimmung mit Calhoun et al. (2005) wurde festgestellt, dass der Mehraufwand für die Durchführung von LES nicht zu rechtfertigen ist, da kein höherer Informationsgewinn zu erwarten ist.

Die Modelle FLUENT und MISKAM hingegen liefern beide, wie die Vergleiche mit den Messungen zeigen, bei der Simulation des Windfeldes über Dach (im Bereich potenzieller KWEA-Standorte) zufriedenstellende Ergebnisse. Anzumerken bleibt, dass auch bei diesen Modellen relativ hohe Anforderung an die Eingangsdaten bestehen und beispielsweise Profilmessungen zur Definition des Eingangsprofils operationell üblicherweise nicht vorliegen. Die Eingangs- und Randbedingungen für diese Modelle könnten beispielsweise auch aus Winddaten aus größer-skaligen Modellrechnungen (Wettervorhersage) oder aus den Ergebnissen vereinfachter Modellierungen über mittlerem Dachniveau, wie sie zur Erstellung der Wiener Windpotenzialkarte herangezogen werden, gewonnen werden. Dies wäre Gegenstand weiterführender Untersuchungen.

Die Anwendung der genannten Modelle zur Standortbegutachtung für eine KWEA im urbanen Raum bietet jedenfalls gegenüber dem Einsatz einer Windmessung vor Ort den Vorteil, dass nicht nur das Windangebot an einem Punkt über Dach bewertet werden kann, sondern auch unter Berücksichtigung der Häufigkeit der Windrichtungen der hinsichtlich des Windpotenzials optimalste Standort im gesamten Dachbereich gefunden werden kann.

#### 8.2.4 Evaluierung des Betriebsverhaltens

Die Analyse des Betriebsverhaltens hat gezeigt, dass keine der im Projekt untersuchten KWEA aufgrund von Wartungen, Störungen, Defekten oder ähnlichen Zwischenfällen eine zufriedenstellende technische Verfügbarkeit größer 95 % erzielen konnte. Selbst qualitativ hochwertige, marktreife KWEA können hier oftmals nur mit einer technischen Verfügbarkeit von 85 bis 90 % aufwarten. Die technische Verfügbarkeit einer KWEA – also jene Zeit, in der die Anlage funktionsfähig ist und bei entsprechendem Wind Energie produzieren könnte – hat großen Einfluss auf den tatsächlichen Ertrag. Dadurch liegen die von den Herstellern auf Basis der Leistungskennlinie berechneten Soll-Erträge meist außer Reichweite.

Die Qualität einer KWEA ist erwartungsgemäß ein wesentliches Erfolgskriterium, da bei einer qualitativ minderwertigen Anlage mit häufigen Defekten zu rechnen ist, die unweigerlich die technische Verfügbarkeit sowie den Ertrag negativ beeinflussen.



Abbildung 102 - Schaden Windspot 1.5 (Quelle: Eigene Darstellung)

Bei qualitativ minderwertigen KWEA ist auch die Betriebssicherheit nicht gegeben, wie die Evaluierung der Betriebsergebnisse deutlich zeigt. Bei 2 von 3 KWEA kam es vor Ablauf des Projekts zu schwerwiegenden Defekten mit hohem Gefährdungspotenzial. Sowohl bei der KWEA Amperius VK250 als auch bei der Windspot 1.5 haben Schäden bzw. Fehlfunktionen zu einem vorzeitigen Abbau der Anlage geführt. Grund dafür ist einerseits die mangelnde Qualität mancher KWEA, andererseits auch nicht aufeinander abgestimmte Komponenten, die zu einem unvorhersehbaren (statischen und dynamischen) Verhalten der KWEA führen können. Einzig bei der KWEA Schachner SW5 konnten im Projektzeitraum keine schwerwiegenden Schäden oder Fehlfunktionen festgestellt werden.



Abbildung 103 - Schaden Amperius VK250 (Quelle: Eigene Darstellung)

Beim Kauf einer KWEA ist es daher ratsam, nur KWEA zu kaufen, die zumindest von einer unabhängigen Mess- und Prüfeinrichtung nach einem international anerkannten Test- bzw. Prüfverfahren getestet wurden. Im Idealfall erfolgt diese Prüfung normgerecht durch eine akkreditierte Messeinrichtung und in der Folge zu einer Zertifizierung der KWEA nach einem anerkannten Standard. Laut World Wind Energy Association sind jedoch weniger als 10 % der weltweit verfügbaren KWEA nach einem anerkannten Standard zertifiziert (WWEA 2017).

Die durchgeführte Sicherheitsanalyse zeigt unterschiedliche Anforderungen an eine KWEA in urbanen bzw. ruraler Umgebung. Die Wahl der Sicherheitssysteme sowie die Ermittlung des Gefährdungspotentials für Personen müssen daher standortsspezifisch getroffen werden. Hier besteht noch erheblicher Forschungsbedarf. Mittels einer probabilistischen Sicherheitsanalyse könnte in weiteren Forschungsarbeiten ein handliches Tool entwickelt werden.

### 8.2.5 Vermessung der Leistungskennlinien

Die Untersuchungen am Standort Lichtenegg und Simmering haben gezeigt, dass sich ländliche Standorte aufgrund der höheren mittleren Windgeschwindigkeiten und der meist niedrigeren Turbulenzintensität besser für die Ermittlung der Leistungskennlinie eignen. Im Durchschnitt haben am Standort Lichtenegg wenige Wochen ausgereicht, um alle erforderlichen Windbins nach Norm zu füllen und somit die Anforderungen nach Norm zu erfüllen.

Abbildung 104 zeigt die nach Norm erstellten LK in Lichtenegg und Simmering im direkten Vergleich. Je nach Standort der Vermessung zeigen sich dabei erhebliche - teilweise jedoch auch anlagenbedingte - Unterschiede. Dies zeigt, dass selbst bei normgerecht erstellten Leistungskennlinien der jeweilige Standort sowie dessen strömungstechnische Eigenschaften Einfluss auf das Ergebnis haben.

Über numerische Verfahren können theoretische Leistungskurven und Erträge für die Turbulenzbedingungen spezifischer Standorte umgerechnet werden. So konnten die hypothetischen Erträge für beide Anlagen, Amperius und Windspot für den Standort am Dach der ENERGYbase mit hochturbulenten Strömungsverhältnissen berechnet werden. Formal wird das durch eine sogenannte Nullturbulenz-Leistungskurve umgesetzt, die durch ein

Verfahren, das an die IEC-61400-12 Annex M angelehnt ist, berechnet wird. Die Nullturbulenz-Leistungskurve beschreibt eine theoretische Leistungskurve, welcher eine Anlage folgen würde, sofern keine Turbulenz vorhanden wäre. Aus dieser wiederum können Leistungskurven und Korrekturfunktionen für die Ertragsberechnung für Standorte mit hoher Turbulenz gebildet werden.

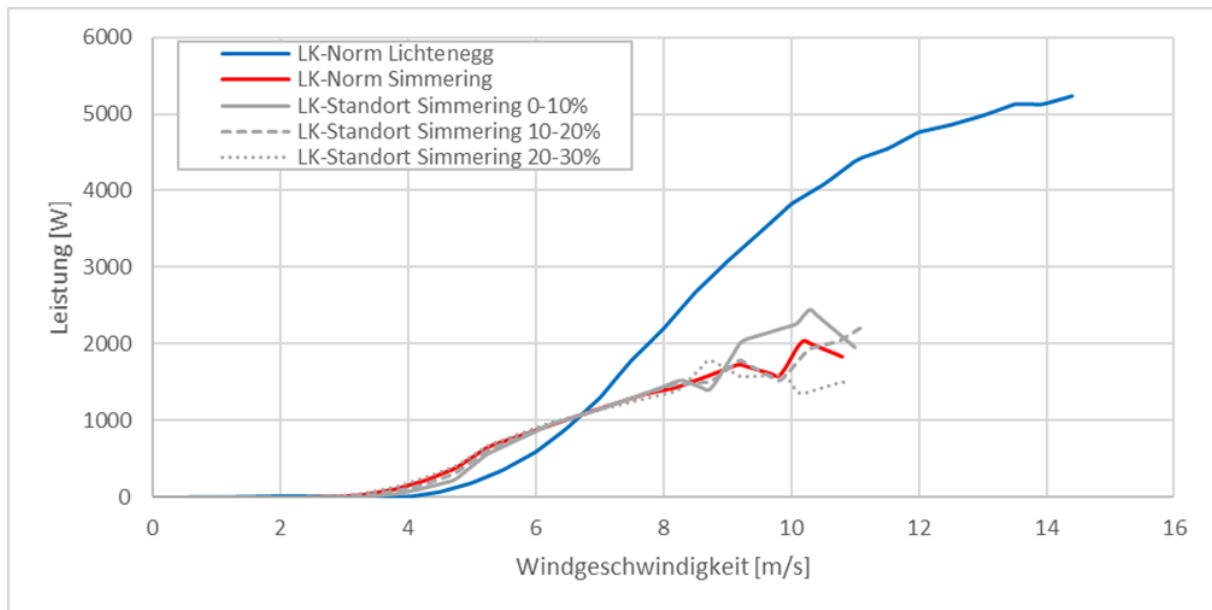


Abbildung 104 - Vergleich Leistungskennlinien Schachner SW5 (Quelle: Eigene Darstellung)

Es hat sich gezeigt, dass sich die Angaben der HerstellerInnen oftmals nicht mit der tatsächlichen Leistung der Anlage im Realbetrieb decken. Speziell bei der KWEA Amperius VK250 konnten die Leistungsangaben des Herstellers auch nach Optimierungen durch den Hersteller nicht annähernd erreicht werden. Auch für die KWEA Windspot 1.5 konnten die Angaben des Herstellers ebenfalls nicht erreicht werden. Im Vergleich zu diesen beiden Anlagen konnte für die KWEA Schachner SW5 am Standort Lichtenegg eine Leistungskennlinie nach Norm erstellt werden, die den Angaben des Herstellers entspricht.

Für urbane Standorte hat sich gezeigt, dass sich das Leistungsverhalten mit einer normgerechten Kennlinie für die KWEA Schachner SW05 zwar darstellen lässt, jedoch die Berücksichtigung der Turbulenzintensität tendenziell akkuratere Ergebnisse liefert.

Für HerstellerInnen von KWEA hat sich anhand der Ergebnisse gezeigt, dass Leistungskennlinien zwingend nach Norm (IEC 61400-2) unter realen Bedingungen erstellt werden müssen. Für den Einsatz in ländlichen Gebieten bilden diese das Leistungsverhalten akkurat ab und erlauben Ertragsprognosen mit ausreichender Genauigkeit für solche Standorte. An urbanen/industriellen Standorten sollte eine Umrechnung der Leistungskennlinie mittels der Methode der Nullturbulenz-Leistungskurve vorgenommen werden, die zumindest näherungsweise die örtlichen Turbulenzverhältnisse berücksichtigt.

### 8.2.6 Schallemissionen

Der A-bewertete Schalleistungspegel  $L_{wa}$  der beiden untersuchten KWEA lag bei der Vertikalachs-KWEA Amperius VK 250 mit 79 bis 83 dB etwas höher als bei der Horizontal-

Achs-Anlage Windspot WS 1,5 mit 69 bis 77 dB. Wirft man einen Blick auf die zulässigen Immissionsgrenzwerte in Wohngebieten (zwischen 40 und 50 dB), wird deutlich, dass Schallemissionen in dieser Größenordnung durchaus ein Problem bei der Errichtung darstellen können. Um die gültigen Immissionsgrenzwerte sind je nach KWEA Abstände zu bewohnten Objekten von 30 bis 100 m erforderlich – Distanzen, die in Wohngebieten oftmals nicht verfügbar sind. Die Schallemissionskarte für den Vertikalläufer VK250 (Abbildung 105) verdeutlicht diesen Umstand.

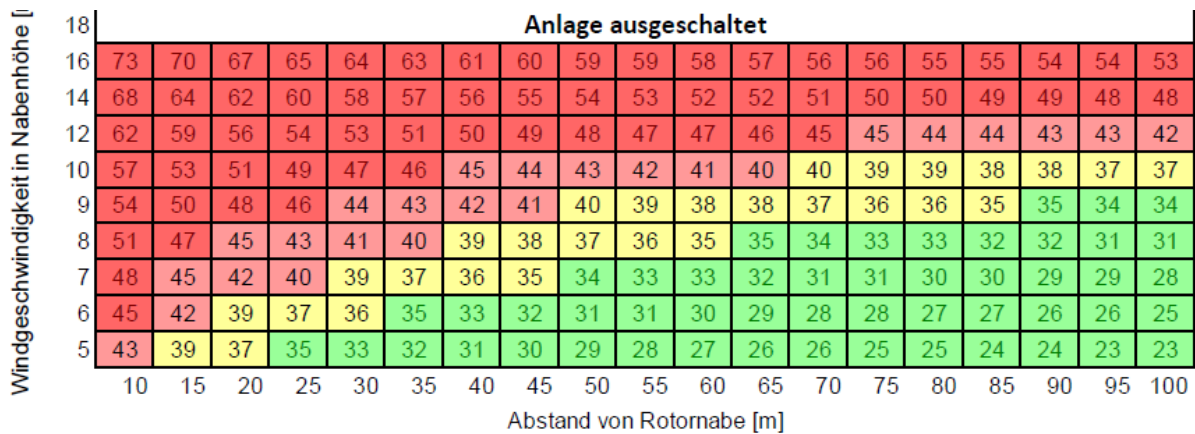


Abbildung 105: Schallemissionskarte für Vertikalläufer VK250 (Quelle: www.amperius.de)

Darüber hinaus zeigen weiterführende Untersuchungen (Niederhofer 2016), dass Turbulenzen eine Schwankung des immissionsrelevanten Schalleistungspegels um bis zu 2,2 dB verursachen können (siehe Abbildung 106). Das bedeutet, dass an einem Standort mit hoher Turbulenzintensität - wie z. B. in der Stadt - der gemessene Schalleistungspegel in einzelnen Windgeschwindigkeitsklassen um bis zu 2,2 dB höher sein kann, als an einem Standort mit niedriger Turbulenzintensität.

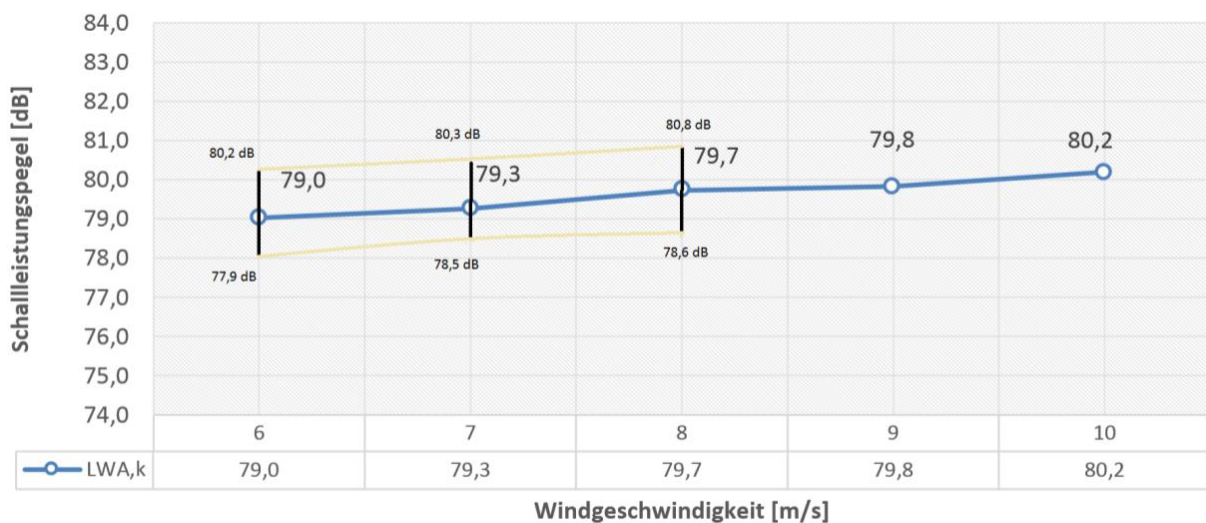


Abbildung 106: Turbulenzinduzierte Schallemissionen – Auswirkung der Turbulenz auf die Ergebnisse des immissionsrelevanten Schalleistungspegels (Niederhofer 2016)

Auf Basis dieses Ergebnisses ist eine Erweiterung der bestehenden Norm hinsichtlich der Einführung weiterer Kennzahlen wie z. B. turbulenzinduzierte Schallemissionen zur überdenken.

### **8.2.7 Vibrationen und Schwingungen**

Zur Analyse der Vibrationen und Schwingungen einer KWEA ist es notwendig, die Anlage als Gesamteinheit, bestehend aus Rotor und Tragwerk bzw. Mastsystem, zu betrachten. Da jedes Bauwerk eine Vielzahl an Eigenformen aufweist, welche im Betrieb von der KWEA angeregt werden können, hat eine Betrachtung der Schwingungen einer KWEA für sich nur eine geringe Relevanz in Bezug auf den praktischen Einsatz. Dies macht die Untersuchung des dynamischen Schwingverhaltens, insbesondere für gebäudemontierte KWEA, sehr komplex und einen Vergleich der Messergebnisse unmöglich. Jede Art von Tragwerk, sei es ein Mastsystem oder ein Gebäude, verfügt über eine spezifische Steifigkeit, Dämpfung und Bandbreite an Eigenformen, welche eine maßgebliche Auswirkung auf die dynamischen Lasten einer KWEA sowie Beschleunigungs- und Auslenkungswerte haben.

Um Messergebnisse verschiedener KWEA auf unterschiedlichen Tragwerken vergleichen zu können, ist es notwendig, nicht nur die Schwingungsintensität, sondern auch die dynamischen Lasten zu ermitteln. Dies konnte im Rahmen der vorliegenden Untersuchungen nicht erzielt werden, da die eingesetzten Sensoren hierfür nicht geeignet waren. Es werden daher weitere Untersuchungen in diese Richtung empfohlen, um diese Unsicherheiten zu beseitigen.

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung konnten keine unterschiedlichen KWEA auf ein und demselben Mast getestet und vermessen werden, was für einen neutralen Vergleich zweier KWEA notwendig gewesen wäre.

Nichts desto trotz konnte festgestellt werden, dass Eigenformen des Gesamtsystems (Mast und Rotor) welche bei bestimmten Drehzahlen durch den Rotor angeregt werden, die primäre Ursache für erhöhte Vibrationen und Schwingungen sind. Darüber hinaus konnte eine eindeutige Zuordnung der einzelnen spektralen Anteile der Schwingungen zu deren jeweiliger Ursache getroffen werden.

Grundsätzlich wird für die Planung und Errichtung empfohlen, eine KWEA als Gesamtsystem, sprich als Kombination zwischen KWEA, Tragwerk und Gründung, zu betrachten. Seröse Hersteller bzw. Anbieter von KWEA sollten eine Gesamtlösung anbieten, welche in Bezug auf Standfestigkeit also auch auf Vibrationen und Schwingungen, getestet und erprobt ist. Dabei sollte die Anregung von Eigenformen (Resonanz) im Betriebsbereich oberhalb von 50 % der Nennleistung vermieden werden. Ein hilfreiches Tool zur Ermittlung dieses Zusammenhangs ist das Campbell Diagramm, welches mithilfe einer Ordnungsanalyse erstellt werden kann.

Darüber hinaus konnte in der vorliegenden Untersuchung festgestellt werden, dass Wuchtungsfehler, verursacht durch Herstellungstoleranzen, große Auswirkungen auf das Schwingungsverhalten einer KWEA haben. Dies ist insbesondere für KWEA des Typs Darrieus und H von besonderer Bedeutung

### **8.2.8 Netzverträglichkeit (Power Quality)**

Die Überprüfung der Netzverträglichkeit von verschiedenen KWEA an verschiedenen Standorten hat gezeigt, dass sich beim 99 %-Quantil die Messdaten in Bezug auf Flicker und Spannungseinbruch innerhalb der vorgeschriebenen Grenzen befinden. Jedoch konnte bei der



KWEA Schachner SW05 eine Spannungsanhebung von über 7 % im Kraftwerkspark Simmering und eine Grenzwertüberschreitung bei den Kurzzeitflickerwerten im Energieforschungspark Lichtenegg detektiert werden. Bei diesen Grenzwertüberschreitungen handelt es sich um Maximalwerte, die für die Beurteilung der Netzverträglichkeit nicht relevant sind.

Während bei der KWEA Amperius VK250 die Grenzwerte für geradzahlige und ungeradzahlige Oberwellen nicht überschritten wurden, wurden bei der KWEA Schachner SW05 der Grenzwert für die 23. und 25. Ordnung der Oberwellenströme um bis zu 50 % überschritten. Der Wechselrichter der Anlage ist daher als nicht netzverträglich einzustufen. Anzumerken ist, dass sich auch im Kraftwerkspark Simmering weitere Oberschwindungsströme zwischen der 10. und der 30. Ordnung ebenfalls nahe dem Grenzwert (80 %) befinden.

### **8.2.9 Vereisung**

Die Projektergebnisse zeigen deutlich, dass die Anforderungen an die Sicherheitsbedingungen hinsichtlich Eiswurf in urbanen Bereichen neu bewertet werden müssen. Das Übernehmen der gängigen Vorgehensweise in ruralen Gebieten zeigt sich als nicht ausreichend. Insbesondere stellt hierbei der Variantenreichtum im Design der Anlagen eine wesentliche Herausforderung dar. Von diesem sind direkt sowohl die möglichen Eismassen als auch die erreichbaren Wurfweiten abhängig. Weiters verlangt das komplexe urbane Terrain nach einer räumlich hoch aufgelösten Risikokarte, die an allen Punkten konservative Werte liefert. Das verbreitete Verfahren, Wurfweiten mit Sicherheitsaufschlägen zu versehen, kann ggf. auch zur Unterschätzung des tatsächlichen Risikos führen, weshalb bessere Modelle zur Beschreibung der Trajektorien geworfener Eisfragmente unabdingbar sind. Insbesondere ist die Validierung solcher Modelle anhand experimenteller Daten und/oder Beobachtungsdaten notwendig. Davon unabhängig ist eine realistische Einschätzung der sich bildenden Eismassen durch weitere Beobachtungen zu untermauern. Gegenwärtige Modelle sind für die Großwindkraft ausgelegt und nur bedingt auf Kleinwindkraft zu übertragen.

In Anbetracht der Unvermeidbarkeit von Vereisung an KWEA ist dringender Forschungsbedarf im Bereich preisgünstiger Eisdetektion und Enteisungssysteme gegeben. Aktuell verfügbare Systeme sind entweder aufgrund der Kosten nicht sinnvoll einsetzbar, oder liefern nicht die notwendige Detektionsgenauigkeit.

Im Bereich der Beschichtungen ist festzuhalten, dass die getesteten Folien keine ausreichende eisabweisende Wirkung zeigen konnten. Aus Expertengesprächen ist weiter abzuleiten, dass aufgrund der sehr hohen Anforderungen in der Windkraft die Konzeption eisabweisender Beschichtungen neu überdacht werden muss und insbesondere eine Verbesserung und Vereinheitlichung der Testbedingungen notwendig ist. Hierbei ist zu bedenken, dass das gewünschte Ziel nicht zwingend vollständige Eisfreiheit des Rotorblattes ist, sondern, je nach Anwendungsfall, die ausschließliche Bildung kleiner (harmloser) Eisfragmente, oder nur eine geringe Beeinflussung der Aerodynamik des Rotorblattes (Verringerung von Produktionsverlusten).

Schließlich ist langfristig ein umfangreicher, öffentlicher Diskurs zur Frage nach akzeptablen Risiken notwendig. Die Festlegung damit verbundener quantitativer Grenzwerte ist vielfach willkürlich oder basiert auf zumindest überdenkenswerten Grundlagen. Aufgrund der hohen Öffentlichkeitswirksamkeit derartiger Fragen ist dies fest mit Fragen der Risikokommunikation und des Risk Governments verbunden.

#### **8.2.10 Standortbewertung**

Üblicherweise wird unter einer Standortbewertung die Bewertung der lokalen Windverhältnisse verstanden – mit dem Ziel den möglichen Ertrag einer KWEA abzuschätzen. Diese Bewertung ist essenziell, denn wo wenig Wind weht, ist auch kein Potential für Windkraft vorhanden. Wie bereits erwähnt, sollte dabei – speziell in Gebieten mit stark turbulenten Windbedingungen - nicht nur die mittlere Windgeschwindigkeit für die Beurteilung der Eignung eines Standortes berücksichtigt werden.

Neben einer Bewertung der lokalen Windverhältnisse sind jedoch noch weitere Kriterien zu berücksichtigen, vor allem hinsichtlich der Realisierbarkeit. Eine umfassende Standortbewertung sollte auch eine systematische Analyse sämtlicher Grundstücke in der Umgebung, den damit verbundenen Widmungskategorien und der Bebauungsstruktur vorsehen.

Obwohl bei der Entwicklung des Tools zur Standortbewertung möglichst standardisierte Daten als Input verwendet wurden (beispielsweise aus dem Flächenwidmungsplan), wirken sich gerade bei diesem Thema unvorhersehbare und individuelle Einflussfaktoren stark auf den tatsächlichen Aufwand in der Realisierung aus. So kann das entwickelte Tool nur eine generelle Einschätzung abbilden, ohne die jeweiligen Anrainer vor Ort individuell zu berücksichtigen. Sind Nachbarn überwiegend positiv gegenüber Kleinwindkraft eingestellt, so erleichtert dies den Prozess erheblich. Das gleiche gilt für die Baubehörde. Sind negative Einstellung gegenüber der Technologie vorhanden oder auch nur negative Einstellungen gegen den/die InitiatorIn, welche/r die KWEA umsetzen möchte, so kann dies den Prozess wesentlich erschweren. Es sind also nicht nur technische Faktoren bzw. gesetzliche Vorgaben wesentlich, sondern auch die persönlichen Einstellungen und die individuellen Befindlichkeiten der Beteiligten.

Der Faktor der Realisierbarkeit sollte dabei von Beginn an berücksichtigt werden, um nicht zu einem späteren Zeitpunkt und bereits geleisteter Vorarbeit von nicht-technischen Hürden überrascht zu werden. Für eine erste Abschätzung kann das entwickelte Tool eine gute Einschätzung bzw. einen Hinweis auf kritische Faktoren geben. Einige dieser Faktoren lassen sich auch durch bauliche bzw. technische Maßnahmen vermeiden.

Eine Weiterentwicklung des entwickelten Bewertungsschemas bzw. des entwickelten Bewertungstools, unter anderem auf Basis von praktischen Erfahrungen, wird als sinnvoll erachtet.

## 9 Verzeichnisse

### 9.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Installierte Gesamtleistung (links) sowie Anzahl (rechts) der weltweit in Betrieb befindlichen KWEA von 2010 bis 2015 (Pitteloud und Gsänger, 2017, S. 3) .....	16
Abbildung 2: Anzahl der Ende 2015 weltweit in Betrieb befindlichen KWEA (Pitteloud und Gsänger, 2017, S. 4) .....	17
Abbildung 3: Anzahl sowie Gesamtleistung der in Österreich zum Stichtag 31.12.2015 in Betrieb befindlichen KWEA sowie deren Aufteilung auf die Leistungsklassen kleiner 1 kW, 1 kW bis 10 kW sowie größer 10 kW (Quelle: Leonhartsberger & Renz, 2016) .....	18
Abbildung 4: Bürogebäude ENERGYbase mit gebäudemontierter KWEA CVT-50 (Quelle: Fachhochschule Technikum Wien).....	20
Abbildung 5: Impressionen Energieforschungspark Lichtenegg (Eigene Darstellung) .....	20
Abbildung 6: Totalschaden der KWEA Windspot am 4. Februar 2016 (Quelle: Eigene Darstellung).....	21
Abbildung 7: Totalschaden der KWEA Amperius VK250 Anfang März 2016 (Quelle: Eigene Darstellung).....	22
Abbildung 8: Leistungsdichte laut Windpotentialkataster der Stadt Wien ( <a href="https://www.wien.gv.at/umweltgut/public/">https://www.wien.gv.at/umweltgut/public/</a> ) .....	24
Abbildung 9: Leistungskennlinie Schachner SW05.....	28
Abbildung 10: Leistungskennlinie VK250.....	29
Abbildung 11: Leistungskennlinie Windspot 1.5.....	30
Abbildung 12: Impressionen Energieforschungspark Lichtenegg (Quelle: Eigene Darstellung) .....	31
Abbildung 13: Panoramabild Lichtenegg Richtung Norden (Quelle: Eigene Darstellung).....	31
Abbildung 14: Panoramabild Lichtenegg Richtung Osten (Quelle: Eigene Darstellung).....	31
Abbildung 15: Panoramabild Lichtenegg Richtung Süden (Quelle: Eigene Darstellung).....	32
Abbildung 16: Panoramabild Lichtenegg Richtung Westen (Quelle: Eigene Darstellung) .....	32
Abbildung 17: Übersicht Energieforschungspark Lichtenegg (Quelle: Eigene Darstellung)...	32
Abbildung 18: Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit (Quelle: Eigene Darstellung) .....	33
Abbildung 19: Turbulenzintensität in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit (Quelle: Eigene Darstellung).....	33
Abbildung 20: Ausschnitt Einreichplan (Quelle: Eigene Darstellung) .....	34
Abbildung 21: Panoramabild Simmering Richtung Norden (Quelle: Eigene Darstellung).....	34
Abbildung 22: Panoramabild Simmering Richtung Osten (Quelle: Eigene Darstellung) .....	35
Abbildung 23: Panoramabild Simmering Richtung Süden (Quelle: Eigene Darstellung) .....	35
Abbildung 24: Panoramabild Simmering Richtung Westen (Quelle: Eigene Darstellung).....	35
Abbildung 25: Weibull-Verteilung Windgeschwindigkeit Standort Simmering (Messdaten 11/2017 bis 03/2018) (Quelle: Eigene Darstellung) .....	36
Abbildung 26: Windrose Standort Simmering (Messdaten 11/2017 bis 03/2018) (Quelle: Eigene Darstellung).....	37
Abbildung 27: Turbulenzintensität am Standort Simmering (Quelle: Eigene Darstellung) .....	37

Abbildung 28: Luftbild mit Standort der Windmaste (WM 9 m = Standort der Kleinwindkraftanlage, WM 6 m und WM 10 m) am Dach der ENERGYbase, SODAR-Standort und Entfernungsmaßstab (Quelle: ©2016 Google Maps) .....	40
Abbildung 29: Anordnung aller 6 Messpunkte am Dach der ENERGYbase (eigene Darstellung) .....	41
Abbildung 30: Windrichtungsverteilung der Windmessung am 10-m-Mast in 10 m Höhe über dem Dach (links) und am SODAR-Standort in 35 m Höhe über Grund (rechts) im Zeitraum Dezember 2015 bis November 2016. (Quelle: Eigene Darstellung).....	42
Abbildung 31: Windrichtungsverteilung der Windmessung am 10-m-Mast in 6 m Höhe (links) und am 6-m-Mast in 6 m Höhe (rechts) im Zeitraum Dezember 2015 bis November 2016. (Quelle: Eigene Darstellung).....	42
Abbildung 32: Streuung des Verhältnisses der über eine Minute gemittelten Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit der Windrichtung. (Quelle: Eigene Darstellung).....	45
Abbildung 33: Vergleich der Modellergebnissen bei großräumiger Westströmung (270° Windrichtung) am SODAR Standort. (Quelle: Eigene Darstellung) .....	48
Abbildung 34: Vergleich der modellierten Windgeschwindigkeitsprofile bei großräumiger Westströmung (270° Windrichtung) am Dach der ENERGYbase. (Quelle: Eigene Darstellung) .....	49
Abbildung 35: Anordnung der Windmasten aus dem Aufbauprotokoll (Lachinger 2015).....	50
Abbildung 36: Strömungsgeschwindigkeitsprofile bei verschiedenen Dachformen (Abohela, et.al. 2011) .....	51
Abbildung 37: Verlauf der Strömungsablösung an einem quaderförmigen Gebäude in Abhängigkeit von der Gebäudehöhe ( $\bar{v}=2,4$ m/s) (Twele et al. 2013) .....	52
Abbildung 38: Bauliche Maßnahmen zur Erhöhung der mittleren Windgeschwindigkeit am Standort ENERGYbase: Abrundung oder Verlängerung der Dachkanten (links) sowie Erhöhung des Gebäudes (rechts) (Lorbeer 2017) .....	53
Abbildung 39: Bauliche Maßnahmen zur Erhöhung der mittleren Windgeschwindigkeit am Standort ENERGYbase: Leitbleche an der westlichen Fassade/Dachkante (links) bzw. zusätzliches Stockwerk mit Rampe an der westlichen Fassade/Dachkante und geändertes Position der KWEA (rechts).....	53
Abbildung 40: Gemessene mittlere Windgeschwindigkeit (Monatswerte) an unterschiedlichen Positionen und in unterschiedlichen Höhen am Dach der ENERGYbase im Jahr 2016 (Quelle: Eigene Darstellung).....	54
Abbildung 41: Betrag der Windgeschwindigkeit am ENERGYbase für Episode D: 300° (links) sowie Episode B: 135° (rechts). Horizontalschnitt X-Y ca. 10 m über Dach (Auer 2015) .....	54
Abbildung 42: Darstellung der Windbedingungen an Gebäuden mithilfe unterschiedlicher Simulationssoftware (Auer 2015).....	55
Abbildung 43: Abweichung der Windgeschwindigkeit an den fünf Messpunkten zur Windgeschwindigkeit von 2,5 m/s am Referenzmesspunkt 6 (eigene Darstellung).....	57
Abbildung 44: Amperius VK250 auf Kippmast, daneben der Windmessmast (eigene Darstellung).....	61
Abbildung 45: Bin-gemittelte Leistungskurve der VK250 (Quelle: Eigene Darstellung) .....	62

Abbildung 46: Bin-gemittelte bereinigte Leistungskurve (nicht IEC Norm 61400-12-1 [1] konform) (Quelle: Eigene Darstellung).....	62
Abbildung 47: Bin-gemittelte Leistungskurve der Windspot 1,5 kW (Quelle: Eigene Darstellung) .....	63
Abbildung 48: Jahresenergieertrag (AEP) der KWEA als Funktion der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit in Nabenhöhe .....	63
Abbildung 49: KWEA Schachner SW5 im Kraftwerkspark Simmering (Quelle: Eigene Darstellung).....	64
Abbildung 50: Normgerechte LK Schachner SW5 - Kraftwerkspark Simmering (Quelle: Eigene Darstellung).....	65
Abbildung 51: Leistungskennlinie für unterschiedliche Turbulenzintensitäten für Horizontalläufer Schachner SW05 Schachner SW5 Kraftwerkspark Simmering (Quelle: Eigene Darstellung).....	65
Abbildung 52: Überblick über normkonforme Prüfinfrastruktur (nach IEC 61400-11) im Energieforschungspark Lichtenegg (Quelle: Eigene Darstellung, Google Maps) .....	66
Abbildung 53: Ermittlung/Abmessung der KWEA und der Lage des Messpunktes (Quelle: Eigene Darstellung).....	67
Abbildung 54: Windrichtung und Geschwindigkeit (Quelle: Eigene Darstellung).....	68
Abbildung 55: Windabhängige energieäquivalente Betriebsgeräusche LA,eq in dB für KWEA VK250 (Quelle: Eigene Darstellung) .....	69
Abbildung 56: Windabhängige Betriebsgeräuschemissionen für KWEA VK250 (Quelle: Eigene Darstellung).....	69
Abbildung 57: Windabhängige energieäquivalente Betriebsgeräusche LA,eq in dB für KWEA Windspot (Quelle: Eigene Darstellung).....	70
Abbildung 58: Windabhängige Betriebsgeräuschemissionen für KWEA Windspot (Quelle: Eigene Darstellung).....	71
Abbildung 59: Schäden durch Vibrationen und Schwingungen (Quelle: Eigene Darstellung).....	72
Abbildung 60: Schematische Installation der Schwingungssensoren (Quelle: Eigene Darstellung).....	73
Abbildung 61: Häufigkeitsverteilung erhöhter Schwingungen über Drehzahl für Schachner SW05 (links) und Amperius VK250 (rechts) (Quelle: Eigene Darstellung) .....	74
Abbildung 62: Häufigkeitsverteilung erhöhter Schwingungen über Windgeschwindigkeit für Schachner SW05 (links) und Amperius VK250 (rechts) (Quelle: Eigene Darstellung) .....	75
Abbildung 63: Häufigkeitsverteilung erhöhter Schwingungen über Turbulenzintensität für Schachner SW05 (links) und Amperius VK250 (rechts) (Quelle: Eigene Darstellung) .....	75
Abbildung 64: FFT der Schachner SW05 bei 104 1/min (Quelle: Eigene Darstellung).....	76
Abbildung 65: FFT der Schachner SW05 bei 131 1/min (Quelle: Eigene Darstellung).....	77
Abbildung 66: FFT der Amperius VK250 bei 43,8 1/min (Quelle: Eigene Darstellung).....	77
Abbildung 67: Schwingungen der Amperius VK250 bei 43,8 1/min in zeitlicher Darstellung (Quelle: Eigene Darstellung).....	78
Abbildung 68: FFT der Amperius VK250 bei 138 1/min (Quelle: Eigene Darstellung).....	78
Abbildung 69: Schwingungen der Amperius VK250 bei 138 1/min in zeitlicher Darstellung (Quelle: Eigene Darstellung).....	79

Abbildung 70: Übertragungsfunktion eines Schwingenden Systems in Abhängigkeit der logarithmischen Dämpfungsdekrementes (Ajoy Ghatak (2005). Optics, 3E (3rd ed.). Tata McGraw-Hill. p. 6.10. ISBN 978-0-07-058583-6.) .....	80
Abbildung 71: Campbell-Diagramm (ÖVE 2013, S.113) .....	80
Abbildung 72: Oberschwingungsströme Amperius VK250 in Lichtenegg (Quelle: Eigene Darstellung).....	83
Abbildung 73: Oberschwingungsströme Schachner SW05 in Lichtenegg (Quelle: Eigene Darstellung).....	84
Abbildung 74: Oberschwingungsströme Schachner SW05 in Simmering (Quelle: Eigene Darstellung).....	84
Abbildung 75: Schäden von KWEA mit Gefährdungspotential für Personen und deren auslösende Ereignisse ( $f_1$ - $f_4$ ) (Quelle: Eigene Darstellung) .....	88
Abbildung 76: Schadenshäufigkeiten von Brand, fallenden Anlageteilen und Eiswurf in Schäden pro Jahr auf einer logarithmischen Skala. Grün: die in Lichtenegg betrachteten Anlagen, orange: die Piggott Anlagen aus dem Datensatz von Sumanik-Leary (2013).....	90
Abbildung 77: Ereignisbaum mit auslösendem Ereignis hohe Windgeschwindigkeiten und dem Schaden Brand (Quelle: Eigene Darstellung) .....	91
Abbildung 78: Ereignisbaum mit auslösendem Ereignissen Eisansatz und dem Schaden Eiswurf (Quelle: Eigene Darstellung).....	92
Abbildung 79: Fundorte von Eisfragmenten bei Eisabwurf am 08.01.2016. Die anzunehmenden Rotorebenen sind durch Linien markiert. (Quelle: Eigene Darstellung).....	94
Abbildung 80: Häufigkeitsverteilung der Masse der gefundenen Eisfragmente bei Eiswurf am 08.01.2016. (Quelle: Eigene Darstellung).....	94
Abbildung 81: Vereiste KWEA Windspot 1,5 kW (Quelle: Eigene Darstellung) .....	96
Abbildung 82: Verteilung der Wurfweiten bei 0° Abwurfwinkel und 190 rpm in Abhängigkeit vom Probekörpertyp (Quelle: Eigene Darstellung).....	97
Abbildung 83: Vereisung der CleanVerTech (links) und Vereisung der Black 300 (rechts) jeweils im Energieforschungspark Lichtenegg (Quelle: Eigene Darstellung).....	98
Abbildung 84: Wiener Windpotenzialkataster und Luftbild im Bereich des AKH, 9. Bezirk. (Quelle: <a href="https://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/energie/themenstadtplan/windkraft/">https://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/energie/themenstadtplan/windkraft/</a> ) .....	102
Abbildung 85: Wiener Windpotenzialkataster und Luftbild im Bereich der MA22-Station Dresdnerstraße, 20. Bezirk. (Quelle: <a href="https://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/energie/themenstadtplan/windkraft/">https://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/energie/themenstadtplan/windkraft/</a> ).....	103
Abbildung 86: Wiener Windpotenzialkataster und Luftbild im Bereich des ZAMG-Standortes, Hohe Warte, 19. Bezirk. (Quelle: <a href="https://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/energie/themenstadtplan/windkraft/">https://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/energie/themenstadtplan/windkraft/</a> ).....	103
Abbildung 87: Wiener Windpotenzialkataster und Luftbild im Bereich der MA22-Station Kaiserebersdorf, 11. Bezirk. (Quelle: <a href="https://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/energie/themenstadtplan/windkraft/">https://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/energie/themenstadtplan/windkraft/</a> ).....	104
Abbildung 88: Wiener Windpotenzialkataster und Luftbild im Bereich des „Wienrad“-Standortes im 2. Bezirk, Rueppgasse. (Quelle: <a href="https://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/energie/themenstadtplan/windkraft/">https://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/energie/themenstadtplan/windkraft/</a> ).....	104

Abbildung 89: Verschiedene Leistungskennlinien für KWEA Amperius VK250 (Quelle: Eigene Darstellung).....	106
Abbildung 90: Leistungskennlinien für verschiedene Turbulenzintensitäten für KWEA Amperius VK250 (Quelle: Eigene Darstellung) .....	107
Abbildung 91: Gemessener Ertrag sowie Ertragsprognosen auf Basis unterschiedlicher numerischer Ansätze für die Amperius VK250 im Energieforschungspark Lichtengg basierend auf bereinigtem Datensatz (Quelle: Eigene Darstellung) .....	107
Abbildung 92: Verschiedene Leistungskennlinien für KWEA Schachner SW05 (Quelle: Eigene Darstellung).....	108
Abbildung 93: Leistungskennlinien für verschiedene Turbulenzintensitäten für KWEA Schachner SW05 (Quelle: Eigene Darstellung) .....	108
Abbildung 94: Gemessener Ertrag sowie Ertragsprognosen auf Basis unterschiedlicher numerischer Ansätze für die Schachner SW05 im Energieforschungspark Lichtengg basierend auf bereinigtem Datensatz (Quelle: Eigene Darstellung) .....	109
Abbildung 95: Gemessener Ertrag sowie Ertragsprognosen auf Basis unterschiedlicher numerischer Ansätze für die Schachner SW05 am Standort Simmering basierend auf bereinigtem Datensatz (Quelle: Eigene Darstellung) .....	109
Abbildung 96: Ermittelte erste Annahme für die Nullturbulenz- Leistungskurve (Initiale „Zero Turbulence“ LK) und durch Anpassung der gemessenen Leistungskurve ermittelte neue Nullturbulenz-Leistungskurve (Neue Zero TI LK). (Quelle: Eigene Darstellung).....	110
Abbildung 97: Prozess der Ertragsberechnung über eine an einem anderen Standort gemessenen (Referenz) Leistungskurve („Lichtenegg-LK“) und einer Korrektur für die Differenz in der Turbulenzintensität an den beiden Standorten („ENERGYbase-TI“ und „Lichtenegg-TI“) durch eine Nullturbulenz-Leistungskurve („NT-LK“) (PCWG, 2018).....	111
Abbildung 98: Bewertungstool zur Abschätzung der Realisierbarkeit (Quelle: Eigene Darstellung).....	119
Abbildung 99: Anwendung des Bewertungsschemas anhand von ausgewählten Kleinwindkraftstandorten (Quelle: Eigene Darstellung).....	120
Abbildung 100: Leistungskurven für unterschiedliche Turbulenzintensitäten (TI niedrig < 8 %, TI mittel < 16 %, TI hoch > 16 %) für Horizontalläufer Schachner SW05 (links) sowie Vertikalläufer Amperius VK250 (rechts) (Quelle: Eigene Darstellung).....	122
Abbildung 101: Meteorologische und instrumentelle Vereisung (Roßboth, et. al. 2016).....	127
Abbildung 102 - Schaden Windspot 1.5 (Quelle: Eigene Darstellung) .....	132
Abbildung 103 - Schaden Amperius VK250 (Quelle: Eigene Darstellung).....	133
Abbildung 104 - Vergleich Leistungskennlinien Schachner SW5 (Quelle: Eigene Darstellung) .....	134
Abbildung 105: Schallemissionskarte für Vertikalläufer VK250 (Quelle: <a href="http://www.amperius.de">www.amperius.de</a> ).....	135
Abbildung 106: Turbulenzinduzierte Schallemissionen – Auswirkung der Turbulenz auf die Ergebnisse des immissionsrelevanten Schalleistungspegels (Niederhofer 2016) .....	135

## 9.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 - Daten Schachner SW05 .....	28
Tabelle 2 - Daten Amperius VK250 .....	29
Tabelle 3 - Daten Windspot 1.5 .....	30
Tabelle 4: Die Ergebnisse der Standortkalibrierung vor Ort in tabellarischer Form: Bin Breite: 10°; Anemometer Typ: Thies First Class Advanced und 3D-Sonic; Abtastrate: 1 Hz. Windrichtungs-Bins, welche die erforderliche Anzahl von Datensätzen nach IEC 61400-12-1 enthalten, sind gelb markiert.....	46
Tabelle 5: Verhältnis der mit MISKAM simulierten und der gemessenen Windgeschwindigkeiten an Punkt B und C zu jener an Punkt A (Werte abgeleitet aus Ergebnissen in Feichtinger, 2017). .....	48
Tabelle 6: windabhängige energieäquivalente Betriebsgeräusche $L_{A,eq}$ in dB für KWEA VK250 .....	68
Tabelle 7: windabhängige energieäquivalente Betriebsgeräusche $L_{A,eq}$ in dB für KWEA Windspot .....	70
Tabelle 8: Schadensverteilung für das Merkmal Achsenorientierung.....	89
Tabelle 9: Maßnahmen zur Risikoreduktion bei urbanen Kleinwindkraftanlagen und deren Reduktionspotential nach Schadenskategorien .....	99
Tabelle 10: Vergleich der mittleren Windgeschwindigkeit mit dem Windenergiepotenzial gemäß Windpotenzialkataster Wien .....	101
Tabelle 11: Betrachtungszeiträume für die Ertragsberechnungen .....	106
Tabelle 12 Tabellarische Darstellung der Nullturbulenz-Leistungskurve für die KWEA Windspot bestimmt nach IEC 61400-12-1 .....	111
Tabelle 13 Mithilfe der Korrektur durch die Nullturbulenz-Leistungskurve errechneter Jahresertrag 2016 für die KWEA Windspot .....	112
Tabelle 14 Mithilfe der Korrektur durch die Nullturbulenz-Leistungskurve errechneter Jahresertrag 2016 für die KWEA Amperius .....	112
Tabelle 15: Bewertungsschema zur Abschätzung der Realisierbarkeit von KWEA.....	118



### 9.3 Literaturverzeichnis

Abohela, I., N. Hamza, S. Dudek, 2011: Effect of roof shape and positioning of roof mounted wind turbines. Proceedings of Building Simulation 2011: 12th Conference of International Building Performance Simulation Association, Sydney, 14-16 November, 1203 – 1210.

AEE NÖ-Wien, 2014, Kleinwindkraft – Ein Leitfaden zur Planung und Umsetzung. 2. Auflage, Mai 2014, <http://www.aee-now.at/cms/fileadmin/downloads/allgemein/Kleinwind/Kleinwindkraft%20Leitfaden.pdf>

Auer, M.: Numerische Luftströmungssimulation eines urbanen Kleinwindkraft-Standorts Simulation und Charakterisierung der hochturbulenten Windströmung im Stadtteil um das Gebäude ENERGYbase. Masterarbeit zur Erlangung des akademischen Grades Diplom-Ingenieur für technisch-wissenschaftliche Berufe, Fachhochschule Burgenland GmbH, Steinamangerstraße 21, A-7423 Pinkafeld, 84 S., 2015

Biermayr, P., Dißauer, C., Eberl, M., Enigl, M., Fechner, H., Fischer, L., Leonhartsberger, K., Maringer, F., Moidl, S., Schmidl, C., Strasser, C., Weiss, W., Wonisch, P., Wopienka, E. (2018) Innovative Energietechnologien in Österreich - Marktentwicklung 2018. BMVIT Schriftenreihe 04/2018, Mai 2018, Wien

Britter R. und Schatzmann M.: Model evaluation guidance and protocol document. COST Action 732 Quality Assurance and improvement of microscale meteorological models. ISBN 3-00-018312-4, 27pp., Hamburg, 2007

Calhoun, R., F. Gouveia, J. Shinn, S. Chan, D. Stevens, R. Lee, J. Leone: Flow around a Complex Building: Experimental and Large-EddySimulation Comparisons. J. Applied Meteorology 44, 571-590, 2005.

Carpman N.: Turbulence Intensity in Complex Environments and its Influence on Small Wind Turbines, ISN 1650-6553, Nr. 219, 2011

Cochran B.: The influence of atmospheric turbulence on the kinetic energy available during small wind turbine power performance testing. Soria, Spain: CEDER-CIEMAT, 2002.

Cooray, V. (2015). An Introduction to Lightning. Dordrecht: Springer Verlag.

Eichhorn, J., A. Kniffka: The numerical flow model MISKAM: State of development and evaluation of the basic version. Meteorologische Zeitschrift, Vol. 19, No. 1, 081-090, 2010.

Feichtinger, F.: Analyse der Auswirkungen veränderter baulicher Gebäude- bzw. Umgebungsbedingungen auf das Wind- und Turbulenzfeld am Standort der ENERGYbase. Masterarbeit (nicht approbiert) zur Erlangung des akademischen Grades „Master of Science in Engineering“ im Studiengang Urbane Erneuerbare Energiesysteme, FH Technikum Wien, 116 S., 2017

Franke J., Hellstein A., Schlünzen H., Carissimo B.: Best Practice Guideline for the CFD simulation of flows in the urban environment. COST Action 732 Quality Assurance and

improvement of micro-scale meteorological models. ISBN 3-00-018312-4, 51 p., Hamburg, 2007

Hau, E., 1996, Windkraftanlagen, Springer-Verlag

Hargreaves, D.M., N. G. Wright: On the use of the k-Epsilon model in commercial CFD software to model the neutral atmospheric boundary layer. J. of wind engineering and industrial aerodynamics 95, 355-269, 2007

Homola, M. C.; Nicklasson, P.J. and Sundsbo, P. A. (2006): Ice Sensors for Wind Turbines. Cold Regions Science and Technology, Volume 46, pp 125-131.

IG Windkraft, 2018, Realisierbares Windpotenzial Österreich. Verfügbar unter <https://www.igwindkraft.at/mmedia/download/2018.09.18/1537264985124972.pdf>

Leonhartsberger, K., Renz, K., Kleinwindkraftreport 2016 Österreich. Verfügbar unter [https://www.technikum-wien.at/sites/default/files/kleinwindkraftreport\\_oesterreich\\_2015.pdf](https://www.technikum-wien.at/sites/default/files/kleinwindkraftreport_oesterreich_2015.pdf) (zuletzt eingesehen 24.07.2018), Wien 2016

International Electrotechnical Commission (IEC), 2005, Wind turbines part 12e1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines, Ed. 1.0. Geneva, Switzerland: International Standard, IEC 61400-12-1.

Kühn, P., 2007: Big experience with small wind turbines - 235 small wind turbines and 15 years of operational results. Mailand: European Wind Energy Conference and Exhibition.

Lorbeer, N., 2017: Ertragsverbesserung von KWEA durch Modifikation der Gebäude- und Umgebungsgeometrie. Bachelorarbeit zur Erlangung des akademischen Grades „Bachelor of Science in Engineering“ im Studiengang Urbane Erneuerbare Energietechnologien, FH Technikum Wien, 74 S.

Lubitz, W.D., 2012, Impact of ambient turbulence on performance of a small wind turbine. Renewable Energy, pp 1-5.

Mathew, S. (2006). Wind Energy: Fundamental, Resource Analysis and Economics. Berlin Heidelberg: Springer Verlag

Mertens, S., Wind Energy in the Built Environment, Multi-Science Pub Co LTD, ISBN-10: 0906522358, <http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.468.9233&rep=rep1&type=pdf> (abgerufen am 27.07.2018; 15:10), Essex 2006

Millward-Hopkins, J., Tomlin, A., Ma, L., Ingham, D., Pourkashanian, M., Assessing the potential of urban wind energy in a major UK city using an analytical model. Renewable Energy 60, pp 701-710, 2013.


Molina, A., Bartolia, G., Troyerb, T., 2017, Wind Tunnel testing of small Vertical-Axis Wind Turbines in Turbulent Flows. verfügbar unter <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1877705817340286>

- Niederhofer, S. (2016) Auswirkungen von turbulenten Windströmungen und Böen auf die Schallemissionen von Kleinwindenergieanlagen am Beispiel der Amperius VK 250. Masterarbeit, Wien, 12.09.2016
- OVE/ON, (2011). ÖVE/ÖNORM EN 61400-2 Windenergieanlagen Teil 2: Sicherheit kleiner Windenergieanlagen. Wien: Österreichischer Verband für Elektrotechnik und Österreichisches Normungsinstitut.
- Pitteloud J.-D., Gsänger S., 2017 Small Wind World Report Summary. World Wind Energy Association. Verfügbar unter [http://www.wwindea.org/wp-content/uploads/filebase/small\\_wind\\_/SWWR2017-SUMMARY.pdf](http://www.wwindea.org/wp-content/uploads/filebase/small_wind_/SWWR2017-SUMMARY.pdf) (abgerufen am 27.07.2018; 15:15), Bonn 2017
- Pospichal, B., & Formayer, H. (2011). Bedingungen für Eisansatz an Windkraftanlagen in Nordostösterreich: Meteorologische Bedingungen und klimatologische Betrachtungen. Wien: Universität für Bodenkultur.
- Robel, F., Hoffmann, U., Riekert, A. 1978, Daten und Aussagen zum Stadtklima von Stuttgart auf der Grundlage der Infrarot Thermographie. Beiträge zur Stadtentwicklung Nr. 15, Landeshauptstadt Stuttgart
- Roßboth, T., Krenn, A., Tiefenbacher, K. (2016) Evaluierung von Eiserkennungssystemen. Endbericht, erstellt im Zuge der österreichischen Beteiligung beim Task 19 der IEA-Wind, Friedburg, 10. August 2016
- Rupert, C., Bolz, R., 2011, Windkraft – Chancen für Österreich? Forum Wissenschaft & Umwelt
- Sumanik-Leary, J. (2013). Small wind turbines for decentralised rural electrification: case studies in Peru, Nicaragua and Scotland. Diss., University of Sheffield.
- Seifert, H., 2003, Technical requirements for rotor blades operating in cold climate, BOREAS VI
- Seifert, N., 2007, Eisansatz an Rotorblättern - Betrieb von Windenergieanlagen in kaltem Klima. [http://www.meteotest.ch/cost727/eisundfels/pdf/seifert\\_EundF\\_07\\_part1.pdf](http://www.meteotest.ch/cost727/eisundfels/pdf/seifert_EundF_07_part1.pdf)
- Smith, J., Forsyth, T., Sinclair, K., Oteri, F., Built-Environment Wind Turbine Roadmap. Technical Report NREL/TP-5000-50499, <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/50499.pdf> (abgerufen am 27.07.2018; 15:00), Golden, Colorado 2012
- Stadt Wien, 2018, Geodatenviewer der Stadtvermessung Wien, <https://www.wien.gv.at/ma41datenviewer/public/>, 25.04.2018
- Twele, J., 2013, Empfehlungen zum Einsatz kleiner Windenergieanlagen im urbanen Raum – Ein Leitfaden, HTW Berlin, Berlin.

Toja-Silva, F., C. Peralta, O. Lopez-Garcia, J. Navarro, I. Cruz, 2015: On Roof Geometry for Urban Wind Energy Exploitation in High-Rise Buildings. *Computation* 2015, 3(2), 299-325; doi:10.3390/computation3020299.

Warmuth, H., Zimmer, F., Prokschy, H., Leeb, K., Reiterer, D., Sterrer, R., Nanning, T., Kleinwindkraftanlagen - Qualitätssicherung, Netzeinbindung, Geschäftsmodelle und Information. Blue Globe Report Erneuerbare Energien #6/2014, <http://energieforschungspark.at/download/BGR0062014EEneueEnergien2020.pdf> (abgerufen am 27.7.2018; 15:30), 2014

Zajicek, L. und Drapalik, Markus (2018): Maßnahmenkatalog zur Risikoreduktion bei Kleinwindkraftanlagen. Universität für Bodenkultur Wien.



**Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie**  
Radetzkystraße 2, 1030 Wien  
[bmvit.gv.at](https://www.bmvit.gv.at)