



Potenzialstudie

Kleinwindkraftanlagen auf Münchner Gebäuden

Endbericht

Projekt: Potenzialstudie Kleinwindkraftanlagen auf Münchner Gebäuden

Auftraggeberin: Landeshauptstadt München
Referat für Klima- und Umweltschutz (RKU)

Erstellt: Team für Technik GmbH
Büro München
Zielstattstraße 11
81379 München

M. Eng. Christoph Nickl
B.Sc. Anna Maria Scherzl
B. Eng. Ingo Baur
B. Eng. Fabian Speer

ZHAW Zurich University of Applied Sciences
Department Life Sciences and Facility Management
Prof. Dr. Matthias Haase

Dr. Johannes Brozovsky

Datum: 08.07.2022

Inhaltsverzeichnis

INHALTSVERZEICHNIS	1
1 STAND DER TECHNIK	1
1.1 DEFINITIONEN/BEZEICHNUNGEN/NORMUNG	1
1.1.1 LEISTUNGSKATEGORIEN	1
1.1.2 STANDARDS UND NORMUNG	3
1.1.3 TECHNISCHE BESTANDTEILE	4
1.1.4 WIDERSTANDSPRINZIP	6
1.1.5 AUFTRIEBSPRINZIP	7
1.1.6 HORIZONTALACHSANLAGEN	7
1.1.7 VERTIKALACHSANLAGEN	8
1.1.8 BETRIBSARTEN	9
1.2 MARKTÜBERSICHT UND REALISIERTE ANLAGEN	11
1.2.1 MIKROWINDKRAFTANLAGEN BIS 1 M ROTORDURCHMESSER BZW. 100 W LEISTUNG	11
1.2.2 KLEINWINDKRAFTANLAGEN BIS 5 KW LEISTUNG (MIKROWINDKRAFTANLAGEN, LEISTUNGSKLASSE 1)	11
1.2.3 KLEINWINDKRAFTANLAGEN VON 5 KW BIS 30 KW (MINIWINDKRAFTANLAGEN, LEISTUNGSKLASSE 2)	13
1.2.4 REALISIERTE ANLAGEN	16
1.2.5 FAZIT	32
1.3 WINDENERGIE-PRINZIPIEN	33
1.3.1 THEORIE/HINTERGRUND	33
1.3.2 WINDVERHÄLTNISSE IN GROBSTÄDTEN	40
1.3.3 EINFLUSS DER GEBÄUDEEIGENSCHAFTEN	42
1.3.4 BERECHNETE WINDEIGENSCHAFTEN VS. MESSERGEBNISSE	45
1.4 WINDVERHÄLTNISSE IN MÜNCHEN	47
1.4.1 REALE MESSERGEBNISSE DWD	47
1.4.2 BAYRISCHER WINDATLAS	49
1.4.3 FAZIT	50
2 PLANUNG, AUSLEGUNG UND BETRIEB	51
2.1 ANFORDERUNGEN	51
2.1.1 ART DES GENEHMIGUNGSVERFAHREN	51
2.1.2 BAUPLANUNGSRECHT	54
2.1.3 BAUORDNUNGSRECHT	57
2.1.4 SICHERHEITSAUFORDERUNGEN UND TECHNISCHE MAßNAHMEN	59
2.1.5 NATURSCHUTZRECHT	63
2.1.6 DENKMALSCHUTZRECHT	63
2.1.7 IMMISSIONSSCHUTZ	64
2.1.8 FAZIT	70
2.2 ANLAGENAUSWAHL FÜR DIE STADT MÜNCHEN	70
2.2.1 FREISTEHENDE ANLAGEN	70
2.2.2 DACHANLAGEN	71
3 WIRTSCHAFTLICHKEIT	72
3.1 WIRTSCHAFTLICHKEITSAKTOREN	72
3.2 BEISPIELRECHNUNGEN	73

3.2.1	INVESTITIONSKOSTEN	73
3.2.2	BETRIEBSKOSTEN	74
3.2.3	ERTRÄGE	74
3.2.4	ERGEBNISSE	76
3.2.5	FAZIT	79
3.3	FÖRDERUNGEN	80
3.3.1	KFW	80
3.3.2	FÖRDERPROGRAMM ENERGIEEINSPARUNG (FES) MÜNCHEN	81
4	ERTRAGSPOTENZIAL IN MÜNCHEN	82
4.1	VORGEHENSWEISE	82
4.1.1	ANALYSE DER ORTSGENAUEM TESTREFERENZJAHRE AUF DEM STADTGEBIET (WINDDATEN)	83
4.1.2	BERECHNUNG ERTRAG	85
4.1.3	ZUORDNUNG ZU GEBÄUDEN	85
4.2	AUSWERTUNGEN	87
4.2.1	TECHNISCHES POTENZIAL	87
4.2.2	WIRTSCHAFTLICHES POTENZIAL	89
4.2.3	POTENZIAL UNTER BERÜCKSICHTIGUNG ABSTÄNDE DER TA-LÄRM	90
4.2.4	GEBIETE FÜR VERTIEFENDE UNTERSUCHUNGEN	91
4.3	POTENZIAL FÜR FREISTEHENDE ANLAGEN IN INDUSTRIE- UND GEWERBEGEBIETEN	92
5	WINDENERGIE VS. PHOTOVOLTAIK VS. GRÜNDÄCHER	93
5.1	BEISPIEL BERECHNUNGEN	93
5.1.1	GEBÄUDE	93
5.1.2	PV LEISTUNGEN UND STROMPRODUKTION	93
5.1.3	KLEINWINDENERGIEANLAGE	93
5.1.4	ENERGIEPRODUKTION IM JAHRESVERLAUF	94
5.1.5	EIGENVERBRAUCHSQUOTEN UND AUTARKIEGRAD	95
5.2	STROMGESTEHUNGSKOSTEN	96
5.3	KLEINWIND UND GRÜNDACH	96
5.4	PHOTOVOLTAIK UND GRÜNDACH	97
5.5	KOMBIKRAFTWERK AUS KLEINWIND UND PHOTOVOLTAIK AUF GRÜNDACH	98
5.6	FAZIT	99
6	EMPFEHLUNGEN FÜR DIE POTENZIALUMSETZUNG	100
6.1	ANSCHAFFUNG MESSEQUIPMENT	100
6.2	KOOPERATION MIT HOCHSCHULEN UND UNIVERSITÄTEN	100
6.3	MARKTBEOBACHTUNG KLEINWINDENERGIEANLAGEN	101
6.4	ERSTELLEN DIGITALEM WINDPOTENZIALKATASTER	102
7	GESAMTFAZIT	103

1 Stand der Technik

1.1 Definitionen/Bezeichnungen/Normung

1.1.1 Leistungskategorien

Kleinwindenergieanlagen (KWEA) zeichnen sich durch eine maximale Gesamthöhe von 50 Metern, einer Rotorfläche kleiner 200 Quadratmetern, was einem Rotordurchmesser von knapp 16 Metern entspricht, und einer Maximalleistung von 100 kW aus. Kleinwindkraftanlagen können dabei in drei Leistungsklassen unterteilt werden. Gemäß Bundesverband für Windenergie sind diese Mikrowindanlagen (Leistungsklasse 1, Leistung von bis zu 5 kW), Miniwindkraftanlagen (Leistungsklasse 2, 5 bis 30 kW) und Mittelwindkraftanlagen (Leistungsklasse 3, Leistung von 30 bis 100 kW).¹

Tabelle 1: Leistungsklassen von Kleinwindkraftanlagen

Einsatzgebiet Der KWEA	Spannung	Nenn - leistung	Bezeichnung	Vereinfachung
Batteriegestütztes Inselsystem	12/24 48 V DC	0 -1,5 kW	Mikrowindenergieanlage	Leistungsklasse 1
Anlage auch netzgekoppelt	230 V AC			
Gebäude- integrierte Installation	230 V AC	1,5 – 5 KW		
Freie Aufstellung				
Gewerbe- gebiete, Landschaft	400 V AC	5 - 30 kW	Miniwindenergieanlage	Leistungsklasse 2
Gewerbe- gebiete, Landschaft	400 V 20 kV AC	30 -100 kW	Mittelwindenergieanlage	Leistungsklasse 3

¹ Bundesverband WindEnergie e.V. (2013): Qualitätssicherung im Sektor der Kleinwindenergieanlagen

Stand der Technik

Die Nennleistung ist meist direkt proportional zur Rotorfläche. Um einschätzen zu können, in welchen Größenordnungen man sich bewegt, sind in Abbildung 1 verschiedene Kleinwindenergieanlagen dargestellt. Die angegebene Nennleistung bezieht sich auf eine Windgeschwindigkeit von 11 m/s. Der Jahresertrag entspricht einem Windprofil mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von 4 m/s und einem Weibullfaktor von 1,8. Dies entspricht in etwa einem durchschnittlichen Standort in München auf 25 - 30m Höhe.

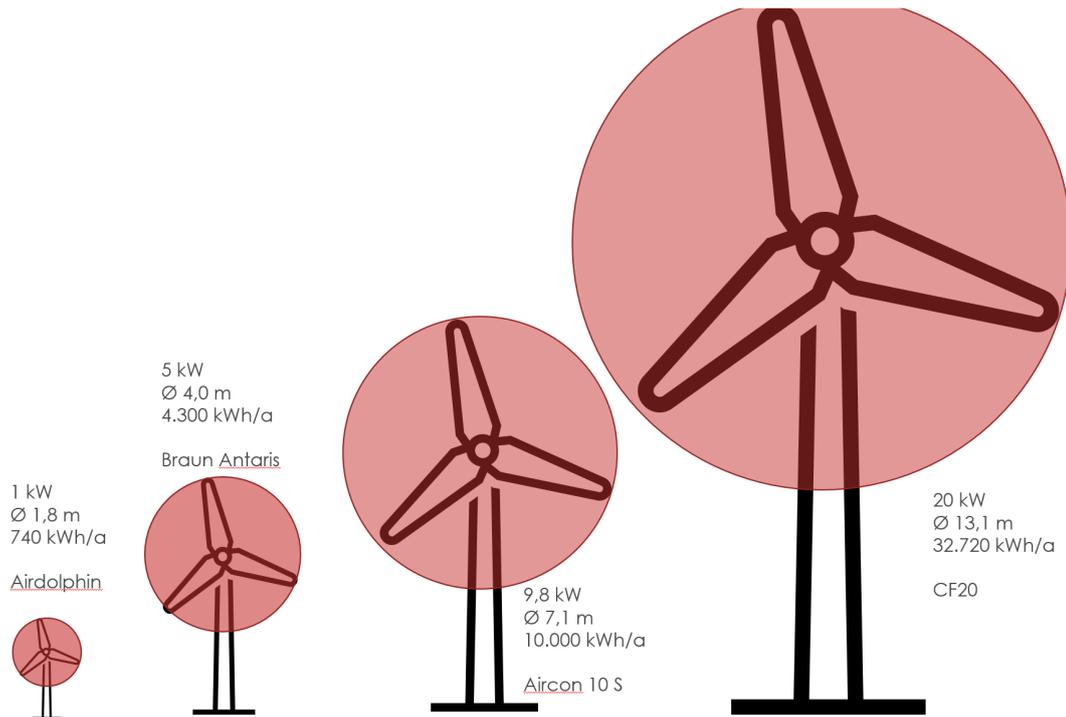


Abbildung 1: Windradgrößen in verschiedenen Leistungsklassen, Angaben Ertrag nach ², eigene Darstellung.

² Bundesverband WindEnergie e.V.(2013): Kleinwindanlagen- BEW Marktübersicht spezial

1.1.2 Standards und Normung

In Deutschland gibt es aktuell keine gültige Normung im Bereich Kleinwindkraft. Dies bedeutet auch, dass man in den meisten Fällen als Endkunde den Angaben von Herstellern hinsichtlich des Stromertrags und Schallemissionen vertrauen muss. Allerdings muss man selbst einschätzen, inwieweit die vom Hersteller angesetzten Rahmenbedingungen von realistischen Bedingungen abweichen. Auch eine Vergleichbarkeit zwischen ähnlichen Produkten ist damit nur bedingt gegeben. Auf internationaler Ebene gibt es im Wesentlichen die folgenden Standards und Zertifizierungen:

Norm IEC 61400

Die IEC 61400 wurde vor allem für die Zertifizierung von Großwindkraftanlagen entwickelt.

Für die Kleinwindkraftanlagen sind folgende Teile relevant:

IEC 61400 - 2:	Konstruktionsanforderungen an kleine Windenergieanlagen
IEC 61400 - 12 1:	Messung des Leistungsverhaltens einer Windenergieanlage
IEC 61400 - 11:	Schallmessverfahren

AWEA Small Wind Turbine Performance Standard (AWEA Standard 9.1. - 2009)

Umfangreicher, nicht verpflichtender nationaler Standard aus den USA mit Bezug zur IEC 61400.

Die Angabe von u.a. Schallemissionen, Nennleistung und Energieertrag wird auf einem Label zusammengefasst. Diese Parameter, sowie Qualität und Betriebssicherheit, werden in einem Dauertest überprüft, beziehungsweise ermittelt.

Zertifizierung der Anlagen durch das Small Wind Certification Council (SWCC), Intertek oder NREL.

<https://smallwindcertification.org/certified-turbines/>

RenewableUK Small Wind Turbine Standard (GB)

Dieser Standard bezieht sich auf Anlagen bis 50 kW und 200 m² Rotorfläche. Eine Besonderheit ist, dass in Großbritannien nur zertifizierte Anlagen eine Einspeisevergütung erhalten. Inhaltlich ist der Standard mit der dem AWEA Standard 9.1. – 2009 vergleichbar. Die Zertifizierung erfolgt durch das MCS.

<https://mcscertified.com/product-directory/>

Zertifizierte Anlagen (Stand 22.6.21)

MCS:	6 Stück
SWCC:	5 Stück
IEC 61400:	7 Stück

Alternativ wurden im Energieforschungspark Lichtenegg (Österreich) diverse Anlagen getestet und teilweise deren Leistungskurve und Schallemissionen gemessen.

http://www.energieforschungspark.at/alle_detail_uebersicht.asp

1.1.3 Technische Bestandteile

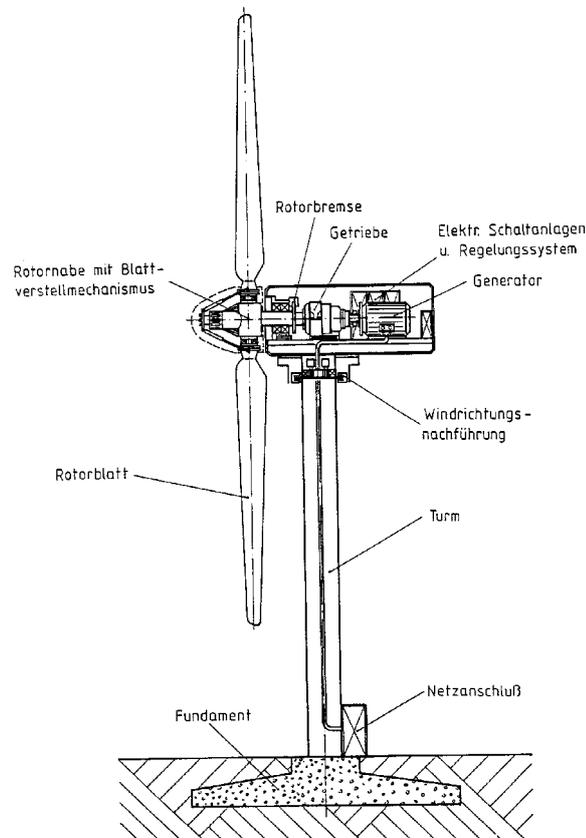


Abbildung 2: Bestandteile einer Windenergieanlage³

Jede Windkraftanlage besteht aus Rotorblättern, einer Rotornabe, Messinstrumenten, einem Generator, dem oft ein Getriebe vorgeschaltet ist, und einem Umrichter. Der Generator wandelt die mechanische Energie in elektrische Energie um. Das Getriebe wird zwischen Rotor und Generator verbaut, sodass die langsamen Drehzahlen des Rotors in schnellere Drehzahlen übersetzt werden können. Wenn die Windkraftanlage Wechselstrom erzeugen soll und mit variabler Rotordrehzahl betrieben wird, verändern sich auch die Frequenzen des erzeugten Wechselstroms. Sollen die Frequenzen des erzeugten Stroms an die Netzfrequenzen angepasst werden, sodass er in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden kann, wird als Umrichter ein Wechselrichter verbaut. Wenn der Nutzer durch die Windenergieanlage mit Gleichstrom versorgt werden soll, ist ein Gleichrichter notwendig.⁴ Der Generator ist mit dem Getriebe bei Windenergieanlagen mit horizontal liegender Drehachse meist in einer Gondel platziert, die durch den Mast mit dem Fundament verbunden ist. Bei Anlagen mit vertikal stehender Drehachse ist der Generator mit Getriebe näher am Boden, da bei dieser Bauform kein oder oft nur ein kurzer Mast benötigt wird.⁵

³ <https://elite.tugraz.at/Jungbauer/pics/Image251.gif>

⁴ <https://www.wind-energie.de/themen/anlagentechnik/anlagenkonzepte/umrichter/>

⁵ Haase M., Löffström E. (2015): Building augmented wind turbines- BAWT; Sintef Research 34, S. 9

Neben der Steuerungselektronik und der Messsensorik besitzen Windkraftanlagen mit horizontal liegender Drehachse ein System zur Nachführung. Die Windnachführung wird benötigt, um den Rotor je nach Windrichtung zu drehen. Dadurch wird eine frontale Anströmung und ein möglichst hoher Wirkungsgrad gewährleistet. Die Umsetzung kann entweder mit einer einfachen Windfahne oder mit Motoren geschehen, die über Sensoren Informationen zur Windrichtung übermittelt bekommen. Die meisten Kleinwindenergieanlagen nutzen zur Windnachführung eine Windfahne.⁶

Wird die Kleinwindkraftanlage auf dem Boden, d.h. nicht auf einem Gebäude o.ä. aufgestellt, wird sie als freistehende Anlage bezeichnet. Das Fundament kann nach DIN 61400-2 bzw. DIN 1055-4 als metallischer Anker, als Betonfundament, als eingerammter Mast oder mit einer separaten Haltevorrichtung mithilfe von Abspannseilen umgesetzt werden.

Wird die Kleinwindkraftanlage auf Dächern bzw. Gebäuden aufgestellt, dann ist die Statik des Daches ein ausschlaggebendes Kriterium. Von einer Fachfirma muss dabei geprüft werden, ob die Dachkonstruktion dem Gewicht aber auch den durch den Betrieb entstehenden Lasten standhält. Außerdem ist abzuschätzen, wie Eigenschwingungen, Vibrationen und Geräusche erzeugt und übertragen werden und ob das Gebäude diese aushält oder Personen dadurch evtl. gestört werden. Es muss ebenso gewährleistet sein, dass die Anlage selbst für Dachmontagen geeignet ist.⁷

Sogenannte gebäudeintegrierte Anlagen sind in das Design oder die Konstruktion des Gebäudes miteingeschlossen.⁸ Handelt es sich um gebäudeangepasste Anlagen, wird zusätzlich die Form und Gestaltung des Gebäudes genutzt, um den Wind möglichst gut zur Kleinwindenergieanlage zu leiten. Die Windgeschwindigkeiten können beispielsweise durch Windtunnel-Effekte erhöht werden und die Anlage dadurch effektiver genutzt werden.⁹

Um einen langfristigen und sicheren Betrieb der Kleinwindkraftanlage sicherzustellen, sind Schutzvorrichtungen (siehe auch Kapitel 2.1.2), üblicherweise eine Sturmsicherung und ein Blitzschutz, installiert. Die Sturmsicherung stellt sicher, dass bei zu starkem Wind die Anlage entweder abgeschaltet, gebremst oder anderweitig gesichert wird, sodass sie den Sturm unbeschadet übersteht. Es wird hierbei zwischen passiven und aktiven Sicherheitssystemen unterschieden. Ein passives System bei Horizontalachssystemen stellt die sogenannte Helikoptersicherung dar. Hierbei wird der gesamte Rotor über ein Gelenk in die horizontale Ebene gekippt, sodass die Drehachse im Endeffekt vertikal steht. Ein aktives Sicherungssystem kann in Form eines Bremssystems in Verbindung mit einer Drehzahlüberwachung realisiert werden. Bei manchen Anlagen können die Rotorblätter verdreht werden, sodass die Windlast auf die Anlage verringert wird. Die wenigsten Kleinwindenergieanlagen besitzen jedoch letztgenannte Funktion.¹⁰

⁶ Twele, J. et.al. (2013): Empfehlungen zum Einsatz kleiner Windenergieanlagen im urbanen Raum, S. 28

⁷ C.A.R.M.E.N. e.V. (2015): Kleinwindkraftanlagen, Hintergrundinformationen und Handlungsempfehlungen, S.23

⁸ Haase M., Löffström E. (2015): Building augmented wind turbines- BAWT; Sintef Research 34, S. 9,11
⁹ ebenda

¹⁰ C.A.R.M.E.N. e.V. (2015): Kleinwindkraftanlagen, Hintergrundinformationen und Handlungsempfehlungen, S.23

1.1.4 Widerstandsprinzip

Windkraftanlagen können im Allgemeinen durch das Antriebskonzept unterschieden werden.

Das Widerstandsprinzip nutzt die Schubkraft eines Widerstandskörpers, der sich im Windfeld befindet, und wandelt auf diese Weise die kinetische Energie des Windes in mechanische Energie um. Weil sich der Rotor höchstens mit der herrschenden Windgeschwindigkeit bewegen kann, weist das Widerstandsprinzip vergleichsweise niedrige Wirkungsgrade von höchstens 20% auf. In der modernen Windkrafttechnologie spielt es kaum eine praktische Rolle. Ein Beispiel für das Widerstandsprinzip wäre der geschlossene Savonius-Rotor.¹¹

Tabelle 2: Gegenüberstellung von Vor- und Nachteilen des Widerstandsprinzips

Vorteile Widerstandsprinzip	Nachteile Widerstandsprinzip
Flächen für Werbung nutzbar	Niedrige Wirkungsgrade
Höhere Akzeptanz in der Bevölkerung	Niedrige Stromproduktion
Oft geringe Geräuschbelastung	mehr Materialverbrauch, höheres Gewicht



Abbildung 3: Savonius-Rotor (links, Widerstandsprinzip) 12 und Darrieus-Rotor (rechts, Auftriebsprinzip) 13

¹¹ Ebenda S. 18f

¹² <https://www.klein-windkraftanlagen.com/wp-content/uploads/2016/08/savonius-rotor.jpg>

¹³ https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/d/d4/Darrieus_rotor001.jpg

1.1.5 Auftriebsprinzip

Beim Auftriebsprinzip werden die Rotoren durch Luftdruckunterschiede an den beiden Rotorblattseiten bewegt. Da die beiden Seiten eines Rotorblatts unterschiedlich geformt sind, muss die vorbeiströmende Luft verschieden lange Strecken zurücklegen. Auf der Seite, auf der die längere Strecke zurückzulegen ist und daraus ein niedrigerer Druck resultiert, entsteht senkrecht zur Anströmung eine Auftriebskraft. Der Wirkungsgrad kann beim Auftriebsprinzip theoretisch bis zu 59% betragen. Ein Beispiel für das Auftriebsprinzip ist der Darrieus-Rotor. Ein bekannter Vertreter, bei dem dieses Prinzip auch angewandt wird, sind Flugzeugtragflügel.¹⁴

Tabelle 3: Gegenüberstellung von Vor- und Nachteilen des Auftriebsprinzips

Vorteile Auftriebsprinzip	Nachteile Auftriebsprinzip
Höhere Wirkungsgrade	Schattenschlag
Weniger Materialverbrauch, geringeres Gewicht	
Bessere akustische Eigenschaften	

1.1.6 Horizontalachsenanlagen

Eine Unterscheidung in Bezug auf die Ausrichtung der Drehachse ist ebenso möglich. Die Achse der Anlage kann entweder horizontal liegen, wie man es von Großwindkraftanlagen kennt, oder vertikal stehen. Ein überwiegender Teil der Windkraftanlagen sind Horizontalachsenanlagen. Diese Anlagen besitzen ein bis fünf Rotorblätter, bei bestimmten Bauarten auch mehr, wobei drei Rotorblätter üblich sind. Die Anlagenkonzepte bei Horizontalachsenanlagen sind meist langjährig bewährt und technisch ausgereift. Vorteilhaft sind dabei die hohen Wirkungsgrade, wodurch ein größerer Anteil der kinetischen Energie in mechanische Energie und folglich in Strom umgewandelt werden kann. Außerdem sind sie meist kompakt gebaut und leichter als Vertikalachsenanlagen. Jedoch benötigen Windkraftanlagen mit horizontal liegender Drehachse eine Windnachführung, um optimal arbeiten zu können. Das ist vor allem bei schnellen Windrichtungsänderungen ein Nachteil. Je nachdem wie die Form der Rotorblätter konstruiert wurde, ist die Schallemission vor allem bei hohen Rotordrehzahlen und damit verbundenen hohen Blattspitzengeschwindigkeiten hoch. Der Abstand, der dadurch zu kritischen Immissionsorten gehalten werden muss, ist damit vergleichsweise groß.¹⁵

¹⁴Twede, J. et.al. (2013): Empfehlungen zum Einsatz kleiner Windenergieanlagen im urbanen Raum, S. 28

¹⁵ C.A.R.M.E.N. e.V. (2015): Kleinwindkraftanlagen, Hintergrundinformationen und Handlungsempfehlungen, S.19f

Tabelle 4: Gegenüberstellung von Vor- und Nachteilen bei horizontal liegender Drehachse

Vorteile Horizontalachsanlage	Nachteile Horizontalachsanlage
Hohe Wirkungsgrade	Windnachführung erforderlich
Bewährte Technologie	Keine Schräganströmung möglich
Niedriges Gewicht	Meist etwas höhere Schallemission
Geringe Kosten	Schattenschlag

1.1.7 Vertikalachsenanlagen

Vertikalachsenanlagen weisen geringere Blattspitzengeschwindigkeiten und dadurch geringere Schallemissionen auf. Der Abstand, der zu kritischen Immissionsorten gehalten werden muss, fällt somit kleiner aus als bei Horizontalachsenanlagen. Weiterhin können Kleinwindenergieanlagen mit vertikal stehender Drehachse schon bei geringeren Windgeschwindigkeiten laufen und sind unempfindlicher gegen Schräganströmungen oder schnelle Windrichtungsänderungen. Eine Windnachführung ist bei dieser Anlagenart nicht nötig. Das kann in der Stadt von Vorteil sein, da die Windströmung durch Gebäude gestört und verwirbelt wird (siehe 1.3 [Windenergie-Prinzipien](#)). Bei gleicher Leistung sind Vertikalachsenanlagen bezogen auf das Gewicht oft jedoch schwerer als Horizontalachsenanlagen, gleichzeitig liegen die Kosten höher. Der Wirkungsgrad ist aber schlechter als bei Horizontalachsenanlagen, weil bauartbedingt nicht immer alle Rotorblätter ideal im Wind, sondern zeitweise im Windschatten stehen. Daraus ergeben sich aerodynamische Unwuchten, die im Nachhinein nicht eliminiert werden können und deswegen bei der Auslegung und Berechnung in Bezug auf die Lasten beachtet werden müssen. Allgemein führen diese Unwuchten zu einer ungleichen Verteilung der Last und zu einer stärkeren Beanspruchung des Materials. Für den Anlaufvorgang benötigen Vertikalachsenanlagen oft eine externe Energieversorgung in Form von Strom, um Trägheitsmomente überwinden zu können. Vorteilhaft ist bei der Bauweise mit vertikal stehender Drehachse, dass der Generator und das Getriebe näher am Boden verbaut sind und Wartungs- oder Reparaturarbeiten deshalb einfacher durchzuführen sind.¹⁶

Tabelle 5: Gegenüberstellung von Vor- und Nachteilen bei vertikal stehender Drehachse

Vorteile Vertikalachsanlage	Nachteile Vertikalachsanlage
Keine Windnachführung	Niedrigere Wirkungsgrade
Hohe Toleranz gegen Schräganströmung und drehenden Strömungen	Begrenzte Masthöhen durch starkes Resonanzverhalten
Geringe Schallemissionen	Höheres Gewicht
Bessere Zugänglichkeit des Generators/Getriebes	Höhere Kosten für Anlage und Mast
	Eigenstrombedarf zum Anlaufen

¹⁶ Twele, J. et.al. (2013): Empfehlungen zum Einsatz kleiner Windenergieanlagen im urbanen Raum, S. 28 f

1.1.8 Betriebsarten

Die gängigsten Betriebsarten werden erklärt, wann sich diese jeweils eignen und die benötigten Randbedingungen genannt. Folgende Betriebsarten werden dargestellt:

1.1.8.1 Netzgekoppelt

Netzgekoppelte Kleinwindkraftanlagen speisen ihren Strom in das öffentliche Verteilernetz ein. Nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sind die Energieversorgungsunternehmen dazu verpflichtet, den erzeugten Strom abzunehmen. Limitierend ist hier der Standort mit den herrschenden Windverhältnissen. Die Vergütung erfolgt ebenso nach dem EEG. Es gibt keinen eigenen Tarif für Kleinwindenergieanlagen, wodurch die Vergütung nur wenig höher als bei größeren Windkraftanlagen liegt. Nähere Informationen siehe Kapitel 3.1. Bei der Einspeisung muss eine Zählerleinrichtung installiert werden, sodass die Menge an eingespeistem Strom erfasst werden kann. ¹⁷

1.1.8.2 Netzgekoppelt mit Stromspeicher

Wird der Strom teilweise in das öffentliche Netz eingespeist, ist es ebenso möglich, zusätzlich einen Stromspeicher zu installieren. Der Speicher ermöglicht den Nutzern einen höheren Grad der Autarkie. Das bedeutet, dass ein höherer Anteil des Stroms selbst genutzt werden kann. Der Strom, der zu einer windreichen Tageszeit erzeugt wird, muss somit nicht sofort selbst verbraucht oder in das öffentliche Netz eingespeist werden, sondern kann teilweise für einen späteren eigenen Verbrauch gespeichert werden. Wenn ein Stromspeicher verwendet wird, kann die Kopplung mit einer Photovoltaikanlage sinnvoll sein, da sich die ertragsreichen Zeiten der beiden Anlagen gut ergänzen. ¹⁸

1.1.8.3 Inselanlage

Wird die erzeugte Energie nicht in das Netz eingespeist, sondern selbst verbraucht, und ist die Anlage nicht mit dem öffentlichen Stromnetz verbunden, wird sie als Inselanlage bezeichnet. Um eine sichere Energieversorgung zu gewährleisten ist es sinnvoll, die Kleinwindenergieanlage mit einem Speicher und eventuell mit einer Photovoltaikanlage zu kombinieren. Um den Strom für möglichst viele standardmäßige Geräte nutzen zu können, wird auch hier ein Wechselrichter notwendig sein. Dabei wird ein Stromnetz aufgebaut, das nur die jeweiligen Nutzer versorgt, weshalb es auch als Inselnetz bezeichnet wird. Nicht genutzter Strom kann nicht in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden. Er kann jedoch zum Heizen genutzt werden, oder zwischenzeitlich in Stromspeichern gespeichert werden. Auch bei eigenverbrauchtem Strom muss eine EEG-Umlage gezahlt werden, die jedoch auf 40% verringert ist. Befreit von der EEG-Umlage sind Anlagen mit bis zu 30 kW Leistung und maximal 30.000 kWh Eigenverbrauch pro Jahr. Meist ist der Eigenverbrauch die wirtschaftlichste Nutzungsmöglichkeit, da die Einspeisevergütungen im Vergleich zum Strombezugspreis gering sind. ¹⁹

¹⁷ Jüttemann P. (2019) Kleinwind-Marktreport 2020 Version 6, S.68f

¹⁸ Jüttemann P. Stromspeicher fürs Eigenheim

¹⁹ Twele, J. et.al. (2013): Empfehlungen zum Einsatz kleiner Windenergieanlagen im urbanen Raum, S.52, 82 & <https://www.wind-energie.de/themen/anlagentechnik/anlagenkonzepte/inselanlagen/>

Stand der Technik

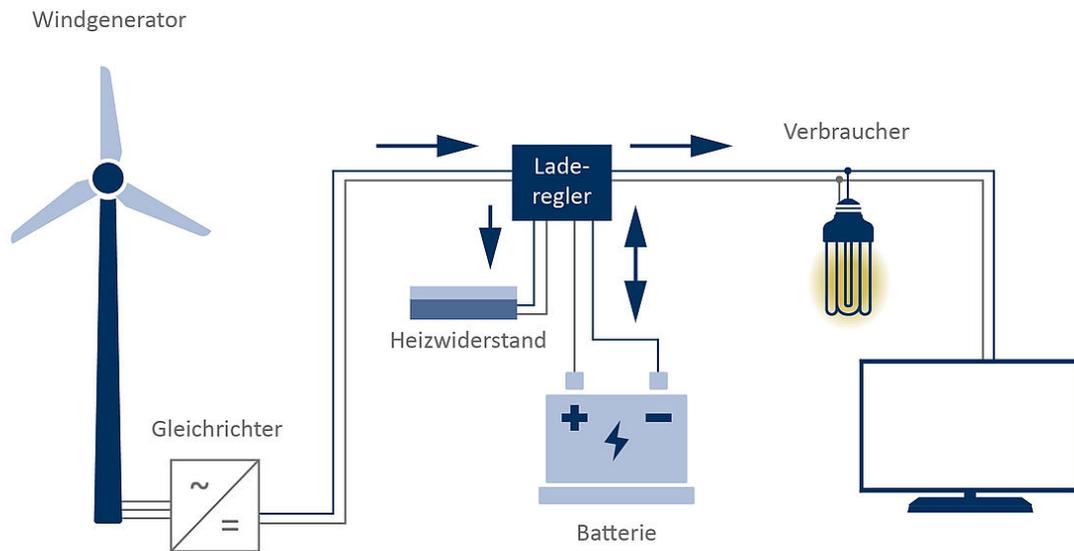


Abbildung 4: Inselanlage ²⁰

1.1.8.4 Direktvermarktung

Wenn der Strom nicht über die feste Vergütung der EEG in das öffentliche Netz eingespeist wird, kann er auch direktvermarktet werden. Zum einen kann der Strom an der Strombörse ohne EEG-Zuschuss vermarktet werden oder an Großabnehmer abseits der Börse verkauft werden. Zum anderen können die Anlagenbetreiber über das Marktprämienmodell von einem Zuschuss für erneuerbare Energien, der über die EEG-Umlage finanziert wird, profitieren. Dabei wird die Differenz zwischen dem Börsenpreis und den Herstellungskosten durch die sogenannte Marktprämie ausgeglichen. Je nach Strompreis an der Börse, der durch Angebot und Nachfrage schwankt, können auch höhere Gewinne erreicht werden.²¹

²⁰ <https://www.wind-energie.de/themen/anlagentechnik/anlagenkonzepte/inselanlagen/>

²¹ Twele, J. et.al. (2013): Empfehlungen zum Einsatz kleiner Windenergieanlagen im urbanen Raum, S. 82

1.2 Marktübersicht und realisierte Anlagen

Es wird eine Marktübersicht erstellt, die die geeigneten Windkraftanlagen enthält, inklusive Klassifizierung nach den in Kapitel 1.1 beschriebenen Definitionen. Die Marktübersicht soll mit Herstellerverlinkung und technischen Eckdaten der jeweiligen Anlagen eine schnelle Auswahl ermöglichen.

Zudem werden einige realisierte Anlagen anhand verfügbarer Literatur (Forschungsberichte, Messergebnisse, etc.) bestmöglich beschrieben und auf Vorteile und Lösungen dieser Anlagen eingegangen. Insbesondere sollten die Windverhältnisse am Anlagenstandort und die produzierte Strommenge, ebenso wie die verwendeten Lösungswege für Praxisprobleme dargestellt werden.

Bei der Auswahl einer Kleinwindkraftenergieanlage ist nicht nur auf die angegebene Leistung, die der Nennleistung bei einer bestimmten Windgeschwindigkeit entspricht zu achten, sondern auch auf die konkrete Leistungskurve. Diese zeigt auf, ab welcher Windgeschwindigkeit die Anlage anläuft und gibt den Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und erzeugter Leistung wieder. Dabei können die Anlagen mit den zugehörigen Leistungskurven entweder auf Schwachwind- oder Starkwindstandorte ausgelegt sein.

1.2.1 Mikrowindkraftanlagen bis 1 m Rotordurchmesser bzw. 100 W Leistung

Die kleinsten Horizontalachsenanlagen, die angeboten werden, haben einen Rotordurchmesser von 0,5 bis 1,0 Meter und eine Leistung von 10 bis 100 W. Auch Vertikalachsenanlagen, die etwa in dieser Größenordnung liegen, sind verfügbar. Diese sind oft vom Typ eines Savonius-Rotors und funktionieren nach dem Widerstandsprinzip. Dadurch liegt der Wirkungsgrad und die Leistung niedriger als bei Horizontalachsenanlagen gleicher Rotorfläche.

Firmen, die Mikrowindkraftanlagen in dieser Größenordnung anbieten, sind bspw. Leading Edge und Rutland (Marlec) aus England.

Kleinwindkraftanlagen dieser Größe sind meist für starke Winde und extreme Wetterbedingungen ausgelegt wie z.B. auf See. Die hohen Windgeschwindigkeiten können die geringe Rotorfläche zum Teil ausgleichen. Bei geringeren Windgeschwindigkeiten ist die Leistung und dementsprechend der Nutzen der Stromerzeugung sehr niedrig.

Allgemein korreliert die Leistung mit der überstrichenen Fläche des Rotors direkt proportional. Damit liegt die Leistung der Windkraftanlage höher, wenn die Fläche größer ist.

1.2.2 Kleinwindkraftanlagen bis 5 kW Leistung (Mikrowindkraftanlagen, Leistungsklasse 1)

Definitionsgemäß werden Kleinwindkraftanlagen bis zu einer Leistung von 5 kW als Mikrowindkraftanlagen bezeichnet. Die Größe von Horizontalachsenanlagen dieser Leistungsklasse reicht bis zu einem Rotordurchmesser von etwa 4 m. Vertikalachsenanlagen mit einer vergleichbaren Leistung sind kaum standardmäßig auf dem Markt zu finden.

Eine vergleichsweise kleine Kleinwindkraftanlage ist das Modell **Rutland 1200** (<https://www.marlec.co.uk/product/rutland-1200-windcharger/>) der englischen Firma Rutland (Marlec). Bei einer Windgeschwindigkeit von 11 m/s beträgt die Nennleistung

Stand der Technik

0,29 kW, der Rotordurchmesser liegt bei 1,22 m. Das Windrad selbst wiegt 7,8 kg. Die Anlage läuft bei relativ geringen Windgeschwindigkeiten an, sodass bei einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 4 m/s ein Jahresertrag von 250 kWh und bei 5 m/s ein Jahresertrag von 500 kWh erreicht werden kann.



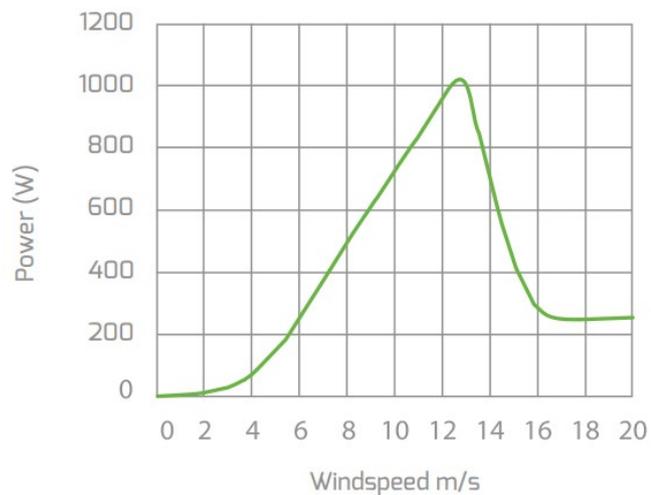
Abbildung 5: Rutland 1200 Windcharger ²²

Die Firma Bornay mit Sitz in Spanien bietet mit einem Rotordurchmesser von 2,65 m die Mikrowindkraftanlage **Wind 13+** (<https://www.bornay.com/en/products/small-wind-turbines/wind-plus-sw1>) an. Das Gewicht der Windturbine beträgt 41 kg, der Controller wiegt 30kg. Die Nennleistung bei einer Windgeschwindigkeit von 12,0 m/s wird mit 1,5 kW angegeben. Der Jahresertrag liegt mit 1.500 kWh (\varnothing 4 m/s) bzw. 2.700 kWh (\varnothing 5 m/s) ein Vielfaches über dem Jahresertrag des Modells Rutland 1200. Eine Besonderheit der Anlage Wind 13+ ist, dass sie nur zwei Rotorblätter besitzt. Auch für windschwächere Standorte ist diese Anlage gut geeignet.

Das Modell **Heywind 2.5** (<http://www.heyde-windtechnik.de/heywind.htm>) der deutschen Firma Heyde Windtechnik ist mit einem Rotordurchmesser von 3,0 m und einer Nennleistung von 2,51 kW bei einer Windgeschwindigkeit von 11,0 m/s ein wenig größer als das Modell Wind 13+. Das Gewicht der Anlage liegt bei 65 kg. Der Jahresertrag liegt mit 1.863 kWh (\varnothing 4 m/s) bzw. 3.439 kWh (\varnothing 5 m/s) auch etwas über dem der Windkraftanlage von Bornay, insgesamt aber in einem ähnlichen Bereich.

²² <https://www.marlec.co.uk/wp-content/uploads/2015/11/1200-no-background-sailing-today-logo.png>

Stand der Technik

Abbildung 6: Bornay 13+ mit Leistungskurve ²³

1.2.3 Kleinwindkraftanlagen von 5 kW bis 30 kW (Miniwindkraftanlagen, Leistungsklasse 2)

Vertikalachsenanlagen mit einer Leistung von 5 kW bis 30 kW werden kaum angeboten. Ein Modell mit vertikal stehender Achse wird von Chava Wind unter dem Namen **Windleaf 2500** (<https://www.chavawind.com/product/menu-product-spec-sheet-mh1>) in Form eines dreiflügeligen Darrieus-Rotors vertrieben. Mit einer Leistung von 22 kW bei einer Windgeschwindigkeit von 12 m/s und Rotormaßen von 9,1x14 m stellt sie im Moment die größte nach der IEC zertifizierte Vertikalachsenanlage dar. Mit einem Gewicht der Anlage (ohne Mast) von 2.200kg und des Masts von etwa 5 t ist die Anlage vergleichsweise schwer. Der Jahresertrag wird mit 12.000 kWh (\varnothing 4 m/s) bzw. 25.500 kWh (\varnothing 5 m/s) angegeben. Die Entwickler hatten sich unter anderem zum Ziel gesetzt, dass eine Windkraftanlage nicht nur technischen und wirtschaftlichen, sondern auch ästhetischen Anforderungen genügen soll.

Die Auswahl an Horizontalachsenanlagen dieser Leistungsklasse ist recht groß und deckt die komplette Leistungsspanne von 5 bis 30 kW ab. Die Maße der Anlagen reichen bis knapp 20 m Rotordurchmesser.

²³<https://www.bornay.com/uploads/media/producto/0001/02/f05cf5a43a423930a28da284e34c8da13c5ea22f.jpeg>



Abbildung 7: Windleaf 2500 mit Leistungskurve ²⁴

Auch in dieser Leistungsklasse bietet Bornay ein Modell an. Die Kleinwindkraftanlage **Wind 25.3+** (<https://www.bornay.com/en/products/small-wind-turbines/wind-plus-swt>) besitzt mit einem Rotordurchmesser von 4,0 m eine Nennleistung von 6,0 kW bei einer Windgeschwindigkeit von 12,0 m/s. Der Jahresertrag liegt mit 4.700 kWh (\varnothing 4 m/s) bzw. 7.000 kWh (\varnothing 5 m/s) rund dreimal so hoch wie beim Modell Wind 13+ von Bornay aus der Leistungsklasse 1. Das Gewicht der Windturbine wird mit 107 kg angegeben, der Controller wiegt 30 kg. Für windschwächere Gebiete wäre statt dem Modell Wind 25.3+ eher die Anlage **Wind 25.2+** von Bornay zu empfehlen. Sie besitzt den gleichen Rotordurchmesser von 4,0 m, aber nur 2 statt 3 Flügel. Die Nennleistung liegt mit 3,5 kW etwas tiefer, ist damit aber besser an niedrigere Windgeschwindigkeiten angepasst.

Bezüglich des Rotordurchmessers ist die Miniwindkraftanlage **Heywind 6.0** (<http://www.heyde-windtechnik.de/heywind.htm>) der Firma Heywind mit 4,46 m ein Stück größer als das vergleichbare Modell von Bornay. Die Nennleistung liegt mit 6,0 kW bei 12,5 m/s etwas darunter. Auch der Jahresertrag ist mit 3.500 kWh (\varnothing 4 m/s) bzw. 6.470 kWh (\varnothing 5 m/s) ein wenig geringer.

²⁴ <https://www.chavawind.com/downloads>

Stand der Technik

Die österreichische Firma Schachner Energietechnik bietet als Miniwindkraftanlagen die Anlagen **SW5** (<http://www.kleinwind.at/Windrad-SW5>) und **SW10** (<http://www.kleinwind.at/Windrad-SW10>) mit 5 kW bzw. 10 kW Leistung bei einer Windgeschwindigkeit von 11,0 m/s an. Die Rotordurchmesser betragen 5,6 m bzw. 7,8 m, das Gewicht wird mit 340 kg bzw. 500 kg ohne Mast angegeben. Der Jahresertrag des kleineren Modells SW5 liegt bei 5.000 kWh (\varnothing 4 m/s) bzw. 10.000 kWh (\varnothing 5 m/s). Die SW10 erbringt pro Jahr 10.000 kWh (\varnothing 4 m/s) bzw. 20.000 kWh (\varnothing 5 m/s), was annähernd so viel ist wie beim Vertikalachsmodell Windleaf 2500 von Chava Wind.

Eine Anlage im oberen Leistungsbereich der Miniwindkraftanlagen stellt die **Bestwind 30 Rotor II** (<https://www.bestwatt.de/produkte/#Map>) von BestWatt (Lely Aircon) mit einem Durchmesser von 13,72 m und einer Nennleistung von 29,80 kW bei 9,00 m/s Windgeschwindigkeit dar. Der Jahresertrag dieser Anlage wird mit 39.000 kWh (\varnothing 4 m/s) bzw. 75.000 kWh (\varnothing 5 m/s) beziffert.



Abbildung 8: Bestwatt BestWind 30 ²⁵

Von den Horizontalachsanlagen ist keine der vorgestellten zertifiziert. Das hängt vermutlich, wie schon zu Beginn erwähnt, mit den hohen Kosten der Zertifizierung selbst und den dazugehörigen Tests zusammen. Viele der Hersteller sind jedoch schon lange auf dem

²⁵ <https://www.bestwatt.de/produkte/#Map>

Stand der Technik

Kleinwindkraftmarkt vertreten. Die Anlagen sind somit unter anderem durch Erkenntnisse im Realbetrieb weiter verbessert worden.

Eine ausführliche und aktuelle Übersicht über qualitativ hochwertige Kleinwindkraftanlagen, die in Deutschland erhältlich sind, stellt der Kleinwind-Marktreport von Patrick Jüttemann dar.

1.2.4 Realisierte Anlagen

1.2.4.1 Anlagen in Deutschland: Auswertung Marktstammregister

Aktuell (Stand 09/06/21) gibt es in Deutschland 712 Anlagen mit einer Nennleistung kleiner 30 kW, die im Marktstammregister eingetragen sind. Insgesamt beträgt die Nennleistung dieser Anlagen ca. 4,7 MW, auf die Nennleistung bezogen sind 88% davon Horizontalläufer.

In Bayern gibt es 152 Anlagen mit insgesamt ca. 750 kW Nennleistung. Zum Vergleich: Gemäß Energieatlas Bayern gibt es allein in München ca. 4.600 PV Anlagen < 30 kWp mit einer Gesamtleistung von ca. 32.600 kWp. Der Anteil von Strom aus Kleinwindanlagen ist daher sehr gering. Eine Aufteilung nach beliebigen Herstellern und deren Leistungsanteil ist in Abbildung 11 dargestellt.

Hier sticht v.a. der Hersteller Braun hervor, der mit Abstand die meisten Anlagen in Bayern stellt. Leider gibt es auch eine bedeutende Zahl an Anlagen, deren Hersteller nicht bekannt ist und auch nicht aus den anderen vorhandenen Daten ermittelt werden konnte.

Leistungsverteilung

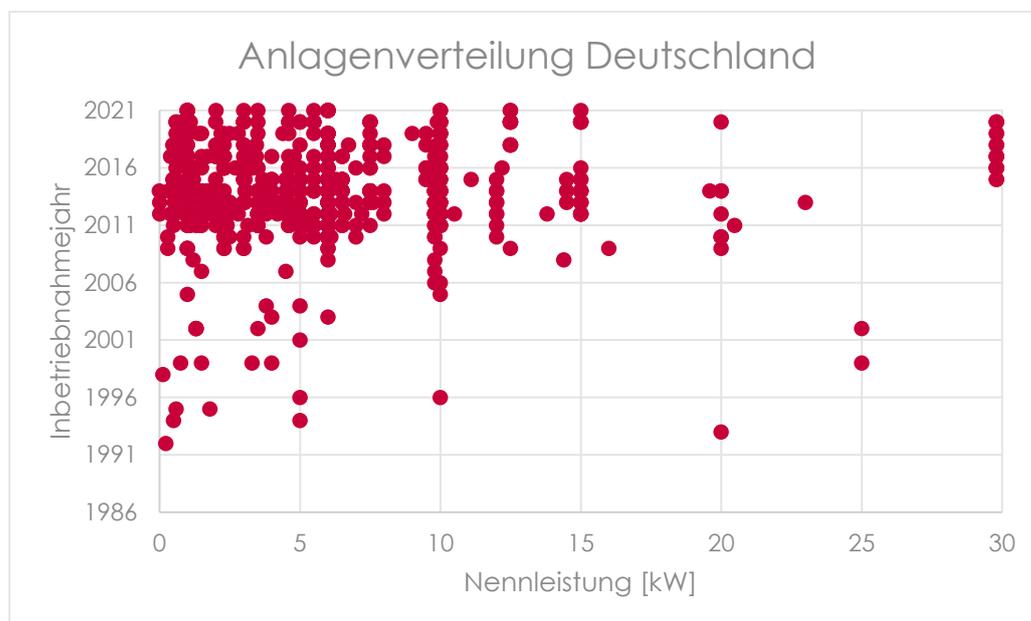


Abbildung 9: Anlagenverteilung in Deutschland, Datengrundlage Marktstammregister²⁶, eigene Darstellung

²⁶ <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>

Lokale Verteilung

Bestehende Anlagen sind in Bayern zumeist in ländlichen Regionen zu finden. Auf dem Gebiet der Stadt München ist eine Anlage mit 1 kW bei der Hochschule München eingetragen. In Nürnberg gibt es einen Eintrag für eine Kleinwindanlage auf dem Energiecampus mit 10 kW. In Augsburg, Regensburg und Ingolstadt gibt es keine Anlagen.

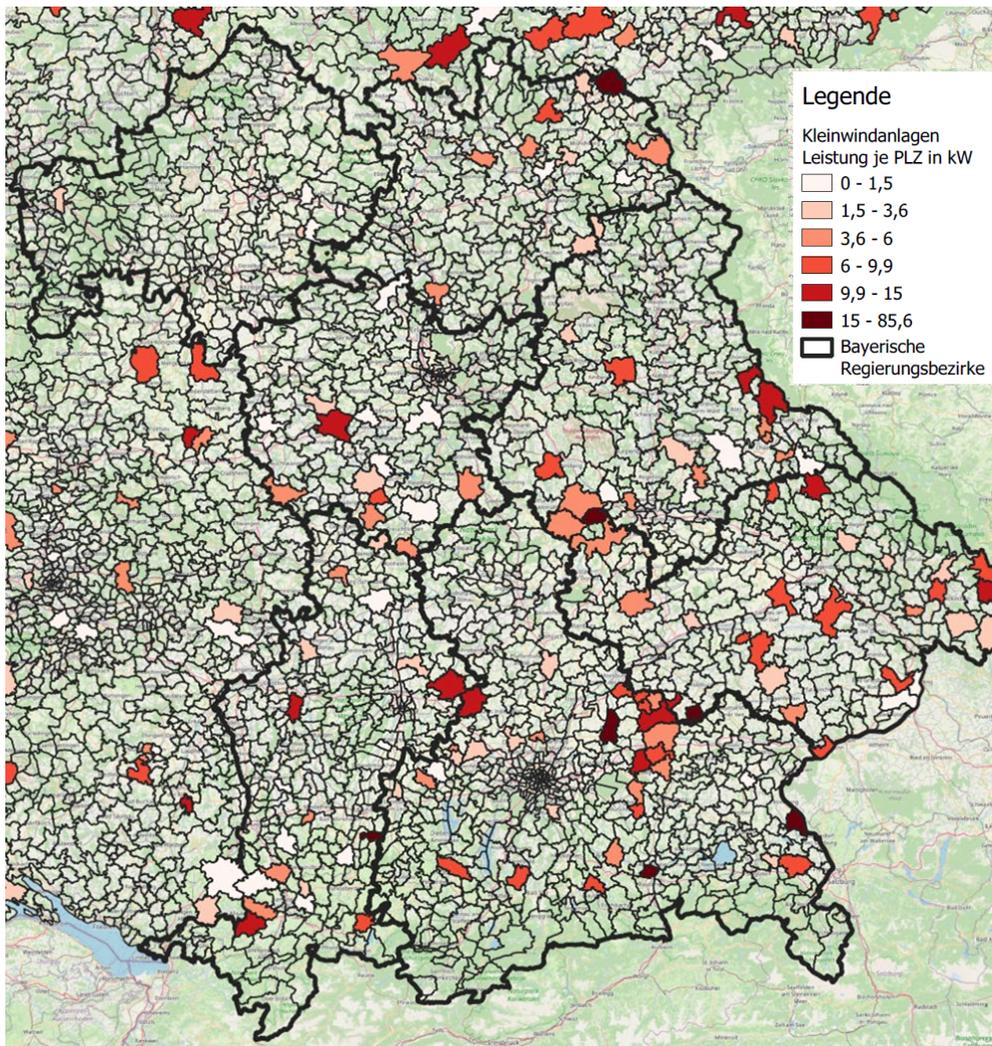


Abbildung 10 : Auswertung Marktstammdatenregister²⁷, Leistung nach PLZ, eigene Darstellung

²⁷ <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>

Stand der Technik

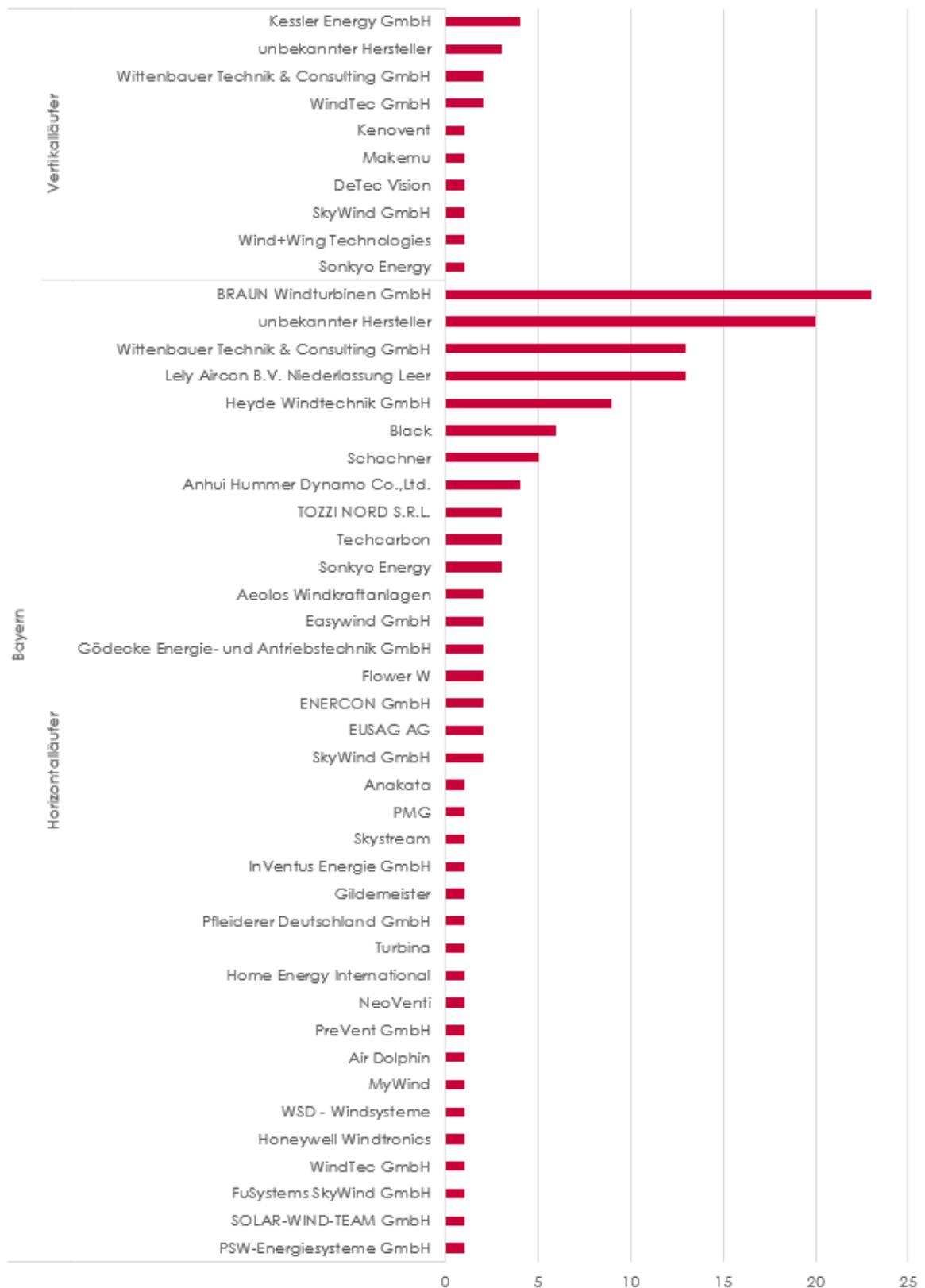


Abbildung 11: Kleinwindanlagen Hersteller und Gesamtnennleistung aufgeteilt nach Technologie in Bayern, eigene Darstellung, Datengrundlage: Marktstammregister Stand 21.06.2021

1.2.4.2 Anlagen HTW Berlin

Im Rahmen des Forschungsvorhabens „Nutzung von kleinen Windkraftanlagen auf Gebäuden in städtischen Gebieten am Beispiel Berlins“ wurden im Stadtgebiet Berlin zunächst mehrere Windmessungen durchgeführt und anschließend an fünf Dächern Vertikale-Windkraftanlagen angebracht. Hierbei wurde jeweils die gleiche Anlage verwendet. Es handelt sich um die Venco Twister 1000. Finale Ergebnisse insbesondere zum Ertrag sind nicht verfügbar. Die dargestellten Informationen entstammen Vorträgen. Die Anlagen sind einige der wenigen im urbanen Raum installierten Anlagen. In Abbildung 13-Abbildung 15 sind die Anlagen auch auf Fotos aus weiterer Entfernung dargestellt, um die Auswirkungen auf das Erscheinungsbild abschätzen zu können.

Windkraftanlage

- **Venco Twister 1000**
- **$P_{\text{nenn}} = 600\text{W}$ bei 12m/s (KD VK36)**
- **$A_{\text{Rotor}} = 3,6\text{m}^2$**
- **Blatthöhe, Breite = 1,9m**
- **2 Turmvarianten 2,5m und 5m**
- **Permanenterregter Synchrongenerator**
- **SMA Windy Boy 1200**



Abbildung 12: verwendete Anlage im Forschungsprojekt der HTW Berlin²⁸

Standorte

Tabelle 6: Standorte KWEA Forschungsprojekt HTW Berlin

	Standort	Nabenhöhe	Gebäudeart	Dachart	Befestigung
1	HTW Berlin	34,4	Hochschule	Flachdach	Feste Verankerung
2	Goldbeckweg	18,1	Schule	Flachdach	Frei, mit Beschwerung
3	Puschikinalle	38,8	Gewerbe/Büro	Flachdach	Frei, mit Beschwerung
4	Hechtgraben	31,1	Bezirksamt	Flachdach	Frei, mit Beschwerung
5	Spreebord	70,8	Gewerbe	Flachdach	Feste Verankerung

²⁸ Twele J. et al (2012): Nutzung von kleinen Windkraftanlagen auf Gebäuden in städtischen Gebieten am Beispiel Berlins. In: BWE Fachtagung Kleinwindkraft

Stand der Technik



Abbildung 13: Standort zum Hechtgraben (HTW Berlin)²⁹



Abbildung 14: Standort HTW Berlin³⁰



Abbildung 15: Standort Goldbeckweg (HTW Berlin)³¹

Ergebnisse Windmessungen

In Abbildung 16 sind die Ergebnisse einer nahezu ganzjährigen Messkampagne dargestellt. Im obersten Diagramm ist die Gesamthöhe der Anlage über NHN dargestellt. Im mittleren Diagramm ist die mittlere Windgeschwindigkeit in Grün und die Turbulenzintensität in Blau dargestellt. Im Mittel werden hier am Standort HTW und Hechtgraben ca. 4,0 m/s erreicht, am höchsten Standort Spreebord ca. 4,2 m/s. Dies entspricht in etwa auch dem unteren Grenzwert für die Standortauswahl des Bundesverbandes für Kleinwindanlagen.³² Hervorzuheben ist auch, dass der Standort HTW (1) ertragreicher ist als Standort 4, obwohl dieser höher gelegen ist. Dies wurde u.a. mit lokalen Strömungen an und um das Gebäude erklärt.



Abbildung 16: Messergebnisse HTW Berlin³³

²⁹ Twele J. et al (2012): Nutzung von kleinen Windkraftanlagen auf Gebäuden in städtischen Gebieten am Beispiel Berlins. In: BWE Fachtagung Kleinwindkraft

³⁰ ebenda

³¹ ebenda

³² Bundesverband Kleinwindanlagen (2021): Kleinwindkraftanlagen und PV – richtig planen und umsetzen.

³³ Twele J. et al (2012): Nutzung von kleinen Windkraftanlagen auf Gebäuden in städtischen Gebieten am Beispiel Berlins. In: BWE Fachtagung Kleinwindkraft

Stand der Technik

1.2.4.3 Firma Renson Belgien

Die Firma Braun ist ein beliebter Hersteller von KWEA (siehe Abbildung 11). Für die Firma Renson wurden 3 Windturbinen mit je 7,5 kW Nennleistung auf ein Flachdach in einem Industriegebiet in Belgien installiert. Dieses Beispiel kann für Industriedächer in München herangezogen werden.



Abbildung 17: 3x Braun Antaris mit je 7,5 kW im Industriegebiet ³⁴



Abbildung 18: Braun Antaris 7,5 kW, 9 m Kippmast, Dachmontage ³⁵

³⁴ Google Street View

³⁵ <https://www.braun-windturbinen.com/galerie/gallery-antaris-5-7kw-de/>

1.2.4.4 Turbomill von Windstream in Oslo

In Oslo in Norwegen wurden 2012 auf dem Flachdach eines 111 m hohen Hochhauses mehrere Vertikalachsenanlagen des gleichen Typs montiert. Das Gebäude ist das höchste ganz Oslos. Die Kleinwindkraftanlage wurde mit dem Hintergedanken aufgestellt, dass Tests und Messungen von Anlagen mit vertikal stehender Achse im realen Betrieb rar sind und hierfür neue Erkenntnisse gewonnen werden sollten. Die Anlagen wurden in zwei Reihen in Form von jeweils 12 Savonius-Rotoren vom Typ „Turbomill“ des amerikanischen Herstellers Windstream aufgestellt. Ein Rotor hat eine Höhe von 1,1 m und eine Fläche von 0,373 m². Drei Rotoren sind jeweils als eine Einheit erhältlich. Diese wurden auf einem Gestell montiert. Um die Last, die über die Befestigung in das Dach eingeleitet wird, besser zu verteilen, wurden zwischen dem Gestell eine Stahlkonstruktion und 10 cm dicke Dämmplatten verbaut. Das Weiterleiten von Vibrationen und Geräuschen durch die Kleinwindkraftanlage in das Gebäude wurden nicht betrachtet bzw. als nicht relevant eingestuft.



Abbildung 19: Kleinwindkraftanlage (Savonius-Rotoren) in Oslo³⁶

Bei einer Windgeschwindigkeit von 17 m/s wurde von einer Einheit, also 3 Rotoren mit einer gemeinsamen Fläche von 0,98 m², eine Leistung von 500 W gemessen. Bei 11 m/s waren es 143 W und bei 4 m/s nur noch 10 W. Die Anlage produziert ab 3 m/s Windgeschwindigkeit Strom und schaltet ab 17 m/s ab.³⁷

³⁶ Haase et al. (2014): Building integrated vertical wind turbines- Experiences from the roof of Bishop Gunnerus gate 14 in Oslo, S.14f

³⁷ ebenda

Stand der Technik

Die Messungen zu der Kleinwindkraftanlage wurden leider nicht durchgehend über ein Jahr, sondern nur im September 2012 und von Juni bis September 2013 durchgeführt. Der Strom, der theoretisch pro Jahr erzeugt wird, wurde zuerst über Simulationen und Annahmen in Bezug auf die Windgeschwindigkeit berechnet.

Die über die Windmessung hochgerechnete jährliche Energie liegt somit je nach leicht variierendem Leistungskoeffizienten bei 17 bis 22 kWh. ³⁸

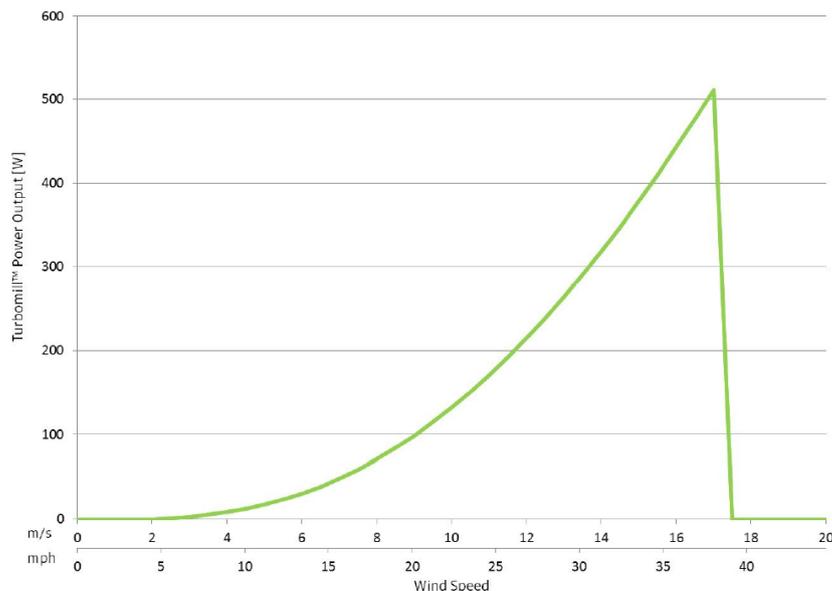


Abbildung 20: Leistungskurve einer Einheit (3 Rotoren) der "Turbomill" von Windstream

1.2.4.5 Encraft Warwick Wind Trials in Großbritannien

Für das Encraft Warwick Wind Trials-Projekt wurden von Ende 2007 bis Ende 2008 an verschiedenen Orten insgesamt 26 Kleinwindkraftanlagen an Gebäuden angebracht. Es wurden zum einen Windgeschwindigkeiten und Energieerträge theoretisch errechnet. Zum anderen wurde bei allen Anlagen durchgehend die Windgeschwindigkeit und teilweise auch der Energieertrag gemessen. Leider gab es bei den meisten Anlagen Komplikationen mit dem Datenlogger, Beschwerden der Anwohner über Lärm oder anderweitige Gründe, weswegen die Anlagen teilweise oder ganz abgeschaltet bzw. keine Daten gespeichert wurden. An den Standorten in Leicester und Park Farm liefen die Anlagen und Datenlogger jedoch durchgehend, diese werden im Folgenden beispielhaft betrachtet.

In Leicester betrug die gemessene Durchschnittsgeschwindigkeit 2,18 m/s in einem Zeitraum von insgesamt 8405 Stunden. Die durchschnittliche Windgeschwindigkeit aus den Rasterdaten wurde dagegen mit 4,7 m/s mehr als doppelt so hoch angegeben. Das Maximum der Verteilung der gemessenen Windgeschwindigkeit war etwas mehr zu niedrigeren Windgeschwindigkeiten verschoben als theoretisch ermittelt. Das Maximum

³⁸ Haase et al. (2014): Building integrated vertical wind turbines- Experiences from the roof of Biskop Gunnerus gate 14 in Oslo, S.20

Stand der Technik

war nicht wie berechnet zwischen 1 und 2 m/s, sondern zwischen 0 und 1 m/s vorzufinden. Dadurch lag der Energieertrag der Windkraftanlage Zephyr Air Dolphin Z1000 in Leicester über 11 Monate nicht bei 217 kWh, sondern nur bei knapp einem Drittel, d.h. bei 64 kWh.³⁹

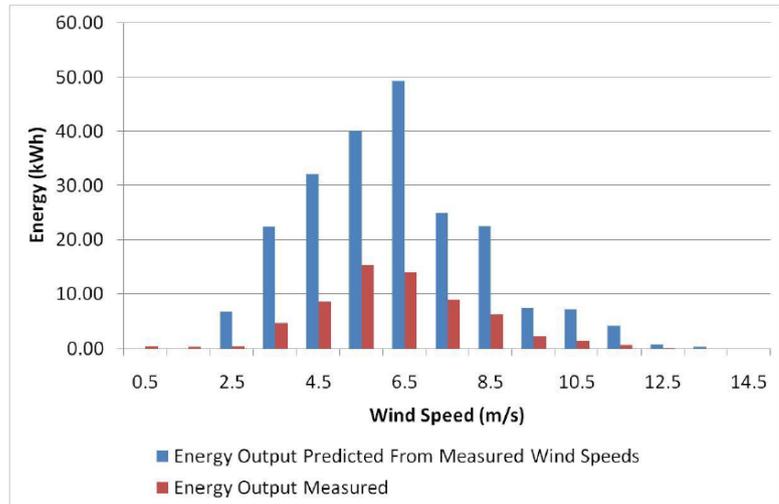


Abbildung 21: Windkraftanlage Zephyr Air Dolphin in Leicester

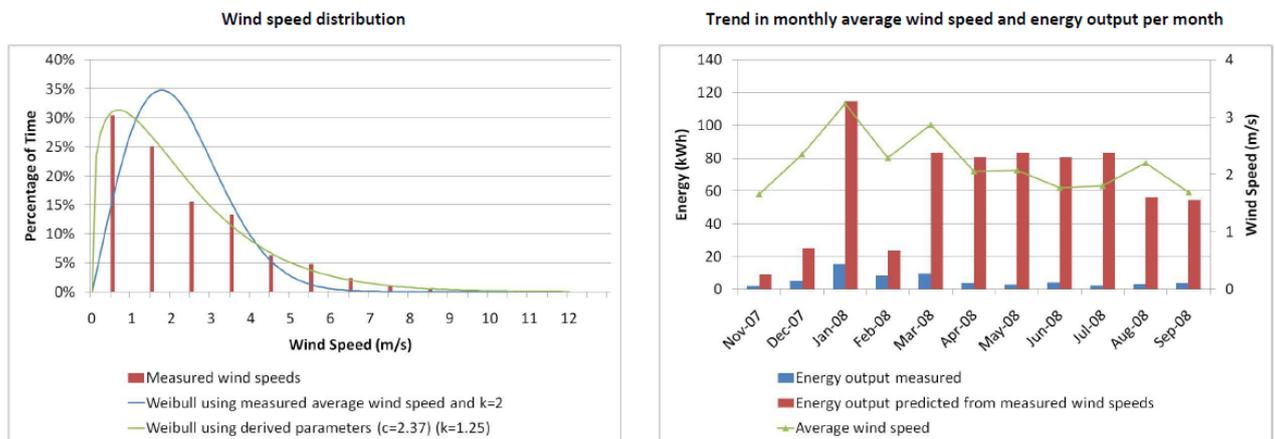


Abbildung 22: Windverteilung und Energieertrag in Leicester

Am Standort Park Farm betrug während 7726 Stunden Datensammlung die durchschnittliche Windgeschwindigkeit mit 2,83 m/s etwas mehr als in Leicester. Auch hier gaben die Rasterdaten eine durchschnittliche Windgeschwindigkeit von 4,7 m/s vor. Der tatsächliche Energieertrag lag jedoch mit 179 kWh bei etwas mehr als 60% des theoretisch ermittelten Energieertrag von 291 kWh.⁴⁰

³⁹ Encraft (2009): Warwick Wind Trials Report, S. 40

⁴⁰ ebenda S. 55

Stand der Technik

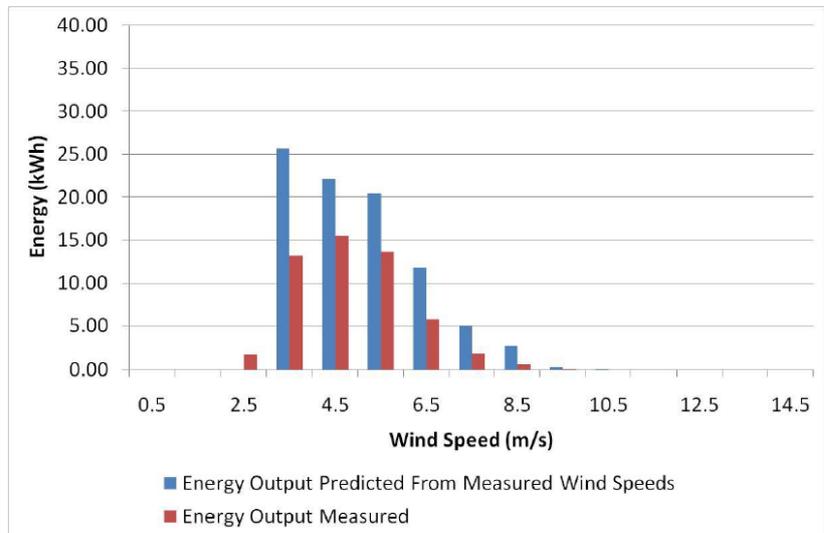


Abbildung 23: Windkraftanlage Ampair 600 230 am Standort Park Farm

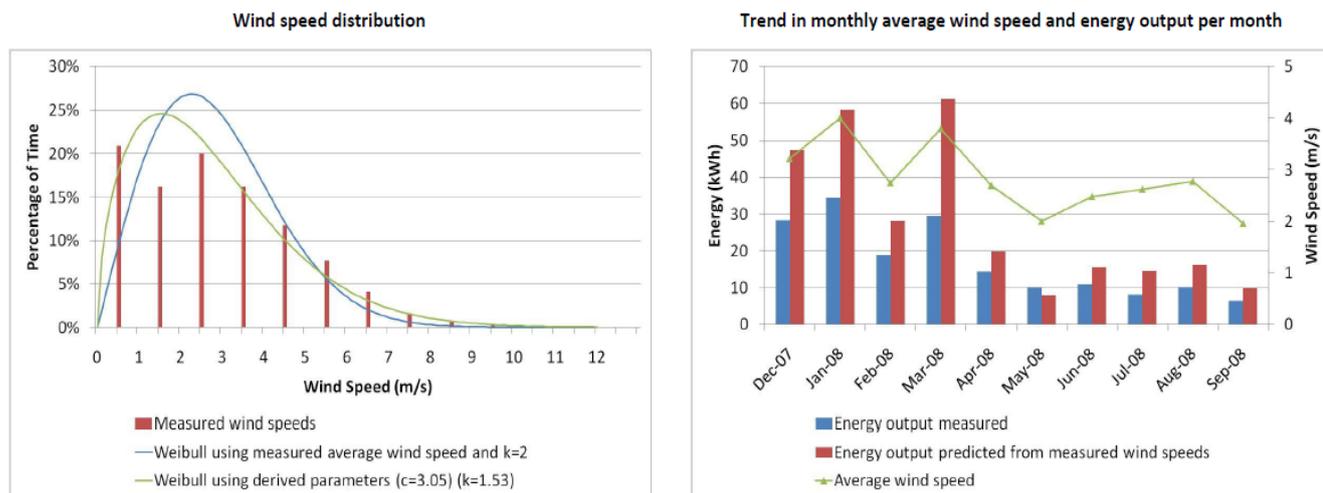


Abbildung 24: Windverteilung und Energieertrag am Standort Park Farm

Zu vermuten ist jedoch, dass nicht nur die variierenden Windverhältnisse, sondern viel mehr die verschiedenen Windkraftanlagen mit den dazugehörigen unterschiedlichen Leistungskurven ausschlaggebend für den großen Unterschied zwischen errechnetem und realem Energieertrag sind. Zwar liegt eine Windverteilung von 0-3 m/s vor, jedoch ist die durchschnittliche Windgeschwindigkeit in allen Gebieten sehr ähnlich. Letztere unterscheiden sich hauptsächlich durch die Windverteilung im Bereich von 0 bis 3 m/s, nicht aber so sehr in der durchschnittlichen Windgeschwindigkeit. Wie in den Diagrammen zu den Leistungskurven (vgl. Abb. 22) zu erkennen ist, wurden in Leicester deutlich niedrigere Energieerträge gemessen, als über die realen Windgeschwindigkeiten vermutlich mittels Herstellerangaben ausgerechnet wurde.

Stand der Technik

Erwähnenswert ist bei diesem Projekt außerdem, dass die Windkraftanlagen nicht nur auf Flachdächern oder über ein Fundament im Boden befestigt wurden, sondern oft auch an Gebäuden mit Satteldach. Dabei wurde der Mast der Anlage meist an der Außenwand des Gebäudes und nicht auf dem Dach angebracht.



Abbildung 25: verschiedene Möglichkeiten der Befestigung am Gebäude im Warwick Wind Trials Projekt⁴¹

⁴¹ Encraft (2009): Warwick Wind Trials Report, S. 6 bzw. 9

1.2.4.6 Vertikalachsenanlagen (Savonius-Rotoren) an einem Parkhaus in Chicago

Im Jahr 2009 wurde in Chicago ein 11-stöckiges Parkhaus mit dem Namen Greenway Self Park fertiggestellt. An der südwestlichen Gebäudeecke sind insgesamt 12 Savonius-Rotoren, aufgeteilt in zwei vertikale Reihen, angebracht. Die Windkraftanlage steht optisch nicht aus dem Gebäude heraus, sondern ist durch einen Rahmen in die Gebäudeform integriert. Am ausgewählten Gebäudeteil sollen die höchsten Windgeschwindigkeiten herrschen, auch wenn keine genauere Analyse des Windes vorliegt.⁴²



Abbildung 26: Savonius-Rotoren am Greenway Self Park in Chicago ⁴³

⁴² Haase M., Löffström E. (2015): Building augmented wind turbines- BAWT; Sintef Research 34, S.14f

⁴³ https://live.staticflickr.com/65535/48076941938_bc3cb72179.jpg & https://live.staticflickr.com/4021/4470731146_09168b8c2c_b.jpg

Stand der Technik

1.2.4.7 Hochhaus mit Vertikalachsenanlagen (Darrieus-Rotoren) in London

In London wurden an ein 14-stöckiges Hochhaus insgesamt vier Darrieus-Rotoren, die je die Form einer Helix haben, installiert. Die Vertikalachsenanlagen wurden mit einem Gestell wenige Meter von der Gebäudehülle entfernt montiert. Der gesamte Jahresertrag der Kleinwindkraftanlage liegt je nach Windstärke bei etwa 40.000 kWh.⁴⁴

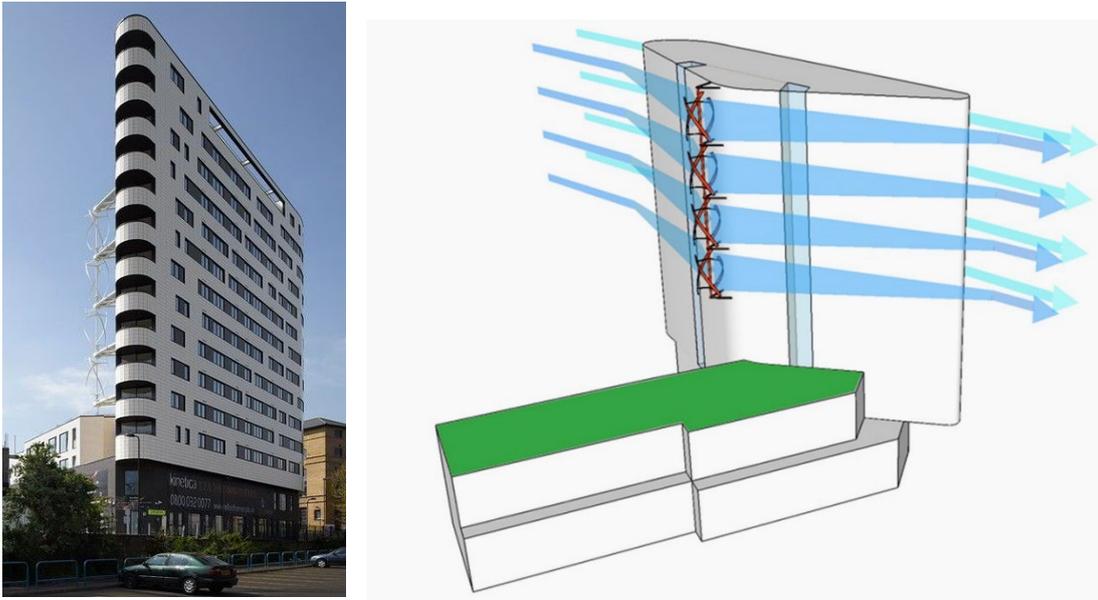


Abbildung 27: Kleinwindkraftanlage (Vertikalachsenanlage) in Dalston, London⁴⁵

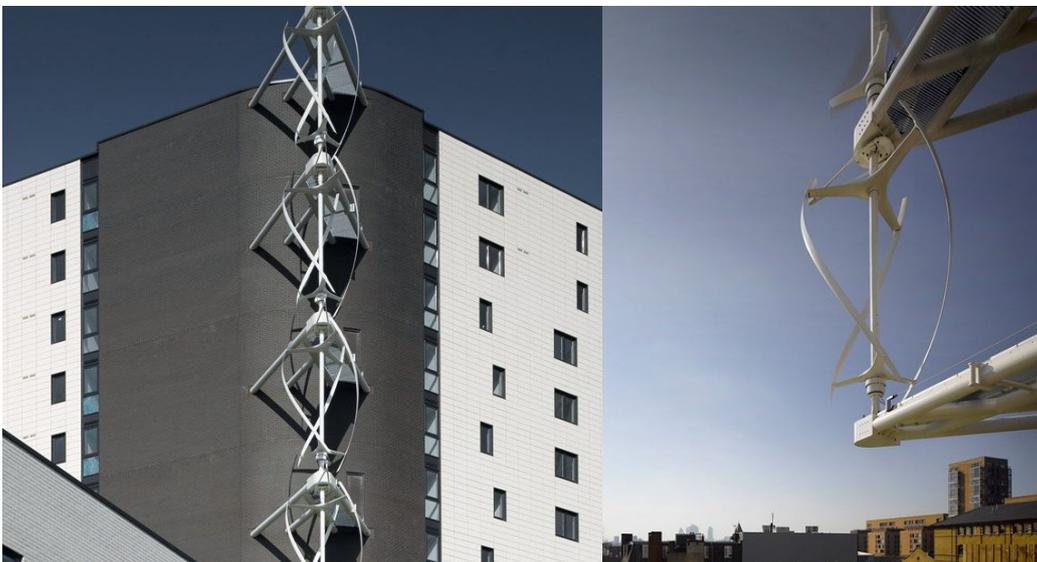


Abbildung 28: Darrieus-Rotoren der Vertikalachsenanlage in Dalston, London⁴⁶

⁴⁴ Haase M., Löffström E. (2015): Building augmented wind turbines- BAWT; Sintef Research 34, S.16

⁴⁵ <https://i.pinimg.com/originals/e6/0c/2b/e60c2bf0ff3d2ee861c6ee8b29869b5.jpg> & <https://waughthistleton.com/media/ramsgate-street/SSW-1-311-10.jpg>

⁴⁶ https://waughthistleton.com/media/_img/ramsgate-street/slideshow_1-311-8.jpg.1200x800_q90.jpg & <https://i.pinimg.com/originals/d2/9c/32/d29c32d4a915d4fb790f3c898e8e487f.jpg>

1.2.4.8 Savonius-Rotoren im Pearl River Tower in Guangzhou, China

Der 71-stöckige Pearl River Tower im chinesischen Guangzhou wurde im Jahr 2010 fertiggestellt. Bei dem Gebäude wurde besonders darauf geachtet, dass das natürliche Sonnenlicht und der Wind genutzt werden können. Deswegen wurde die Gebäudeform aerodynamisch genau untersucht, sodass Wind durch Öffnungen im Gebäude geleitet wird, in der je ein Savonius-Rotor eingebaut ist. Durch die besondere Form soll durch den Windtunnel-Effekt der Wind bis zur Windkraftanlage beschleunigt werden. Auf diese Weise soll die Windenergie effektiver genutzt werden. ⁴⁷

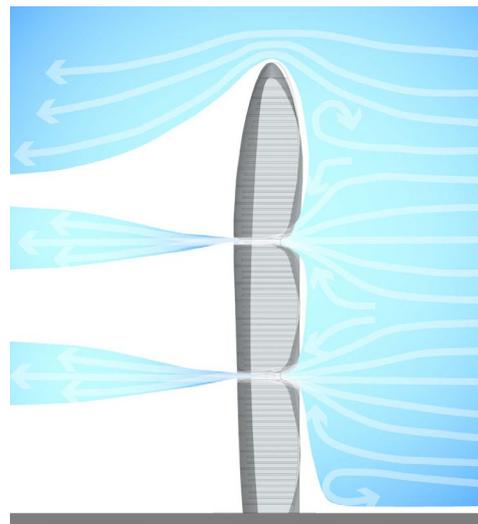


Abbildung 29: Pearl River Tower in Guangzhou, China ⁴⁸



Abbildung 30: Savonius-Rotor im Pearl River Tower, China ⁴⁹

⁴⁷ Haase M., Löffström E. (2015): Building augmented wind turbines- BAWT; Sintef Research 34, S.16

⁴⁸ [http://images.skyscrapercenter.com/building/pearlrivertower_ext-lookingup3\(c\)tm.jpg](http://images.skyscrapercenter.com/building/pearlrivertower_ext-lookingup3(c)tm.jpg) & <http://acdn.architizer.com/thumbnails-PRODUCTION/02/70/0270169b2e4e846f7d974413926edff5.jpg>

⁴⁹ <https://placetech.net/wp-content/uploads/2018/08/SOM-Pearl-River-Tower-turbine.jpg>

1.2.4.9 Horizontalachsenanlagen zwischen Hochhäusern in Bahrain

Das Bahrain World Trade Center, das 2008 fertiggestellt wurde, besteht aus zwei nebeneinanderstehenden 240 m hohen Hochhäusern. Zwischen den Gebäuden wurden drei horizontale Balken angebracht, die je ein Windrad mit horizontal liegender Achse mit 29 m Durchmesser tragen. Jedes Windrad hat eine Leistung von 225 kW bei Windgeschwindigkeiten zwischen 15 und 20 m/s⁵⁰ und zeigt in die Hauptwindrichtung des Standorts. Durch die Form des Gebäudes wird der Wind zu den Windrädern geleitet und die Windgeschwindigkeit wird durch den Windtunnel-Effekt erhöht. Außerdem soll durch die Gebäudeform sichergestellt werden, dass die Windräder frontal und nicht schräg angeströmt werden, um bessere Wirkungsgrade zu erreichen. Auch wenn der Wind um bis zu 45° von der Hauptwindrichtung abweicht, kommt dieser Effekt noch zum Tragen.⁵¹



BAHRAIN WORLD TRADE CENTER

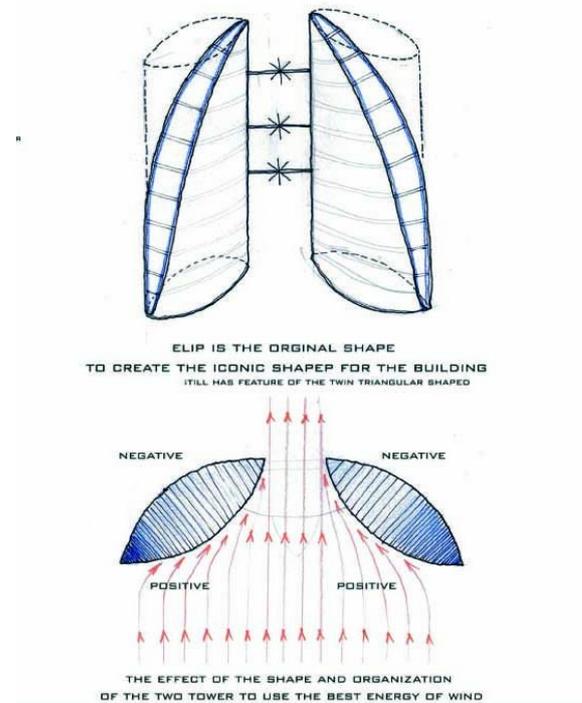


Abbildung 31: Windräder am Bahrain World Trade Center⁵²

⁵⁰ <https://www.e-architect.com/bahrain/bahrain-wtc-wind-turbines>

⁵¹ Haase M., Löffström E. (2015): Building augmented wind turbines- BAWT; Sintef Research 34, S.13f

⁵² <https://aedesign.files.wordpress.com/2017/11/bahrain-diagram-e1512340795655.jpg>

1.2.5 Fazit

Die Marktübersicht wie auch die Auswertung des Marktstammregisters zeigt, dass es eine Vielzahl von Herstellern gibt. Diese konzentrieren sich zumeist auf eine oder maximal zwei Leistungskategorien. In Deutschland wurden Anlagen vor allem im Leistungsbereich bis 5 kW realisiert. Insgesamt ist die Bedeutung von KWEA im deutschen Energiemix aber unbedeutend. Die realisierten Anlagen in Bayern sind zumeist im ländlichen Bereich. In den größeren bayrischen Städten gibt es keine, oder nur Anlagen, die Forschungs- oder Lehrzwecken zugeordnet werden können. Beispielhaft wurden Anlagen dargestellt, zu denen entweder anschauliches Bildmaterial vorlag und oder im besten Fall Messwerte.

Prinzipiell sind alle der dargestellten Anlagen auf dem Stadtgebiet Münchens denkbar. Ausschlaggebend für die Anlagenauswahl sind die lokalen Bedingungen am Standort und auch die Genehmigungsfähigkeit. Zudem ergeben sich in diesem Zusammenhang auch Anforderungen an die Gestaltung und die Integration der Anlagen in das Erscheinungsbild des Gebäudes.

1.3 Windenergie-Prinzipien

Für das reibungslose Erzeugen von Windenergie sind einige Faktoren zu beachten, welche in den folgenden Kapiteln erläutert werden. Die dort angesprochenen Prinzipien reichen von allgemeingültigen Formeln und Umweltgegebenheiten bis hin zu der Bedeutung von standortspezifischen Verhältnissen.

1.3.1 Theorie/Hintergrund

Die atmosphärische Grenzschicht ist eine über der Erdoberfläche liegende Schicht, welche den unteren Teil der Erdatmosphäre bildet und für einen Großteil der uns betreffenden physikalischen Prozesse verantwortlich ist. Die Mächtigkeit dieser Schicht ist abhängig von der Sonneneinstrahlung und der sich daraus ergebenden Erwärmung. Dadurch kann sich die Grenzschicht, abhängig der Strahlungsintensität, in ihrer Mächtigkeit von ca. 600 m auf bis zu 2.000 m ausdehnen. Durch das Erwärmen und Abkühlen findet ein turbulenter vertikaler Austausch von Wärme und Wasserdampf zwischen der Erdoberfläche und der Atmosphäre statt, welcher auch für die Entstehung des Windes verantwortlich ist⁵³. Der für diese Betrachtung im Stadtgebiet München wohl relevanteste Teil der atmosphärischen Grenzschicht ist die Prandtl-Schicht, welche von teilweise wenigen Millimetern über dem Boden bis zu ca. 150 m über dem Grund reichen kann.

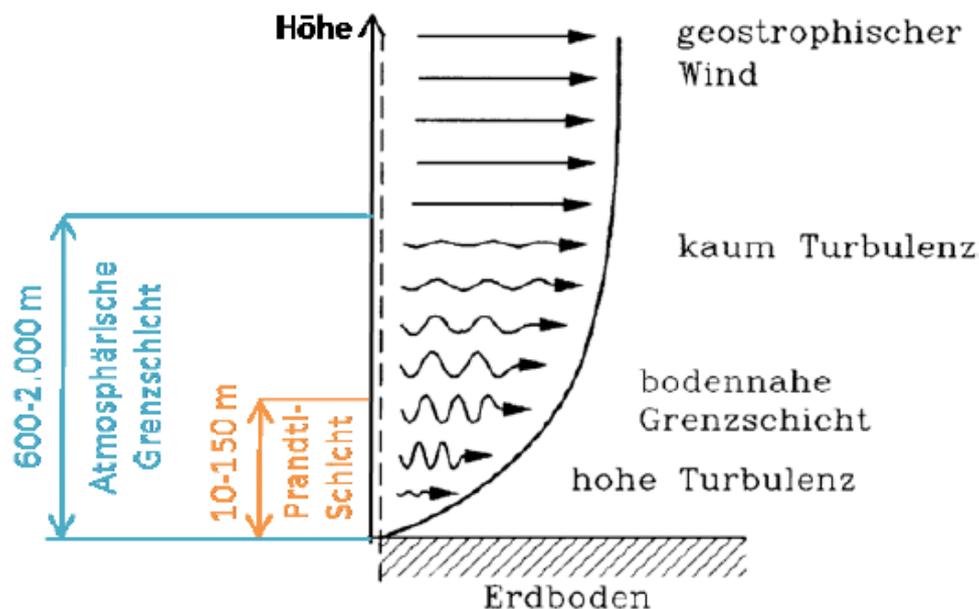


Abbildung 32: Atmosphärische Grenzschicht⁵⁴

⁵³ <https://www.dwd.de/DE/service/lexikon/Functions/glossar.html?lv2=101996&lv3=102070>

⁵⁴ Schmelmer R., Denk P. (2014): Vertikale Kleinwindanlagen in Bayern- Eine Wirtschaftlichkeitsanalyse

Das Windprofil in dieser Schicht wird logarithmisch in Abhängigkeit von der Höhe beschrieben. Dabei kann die Windgeschwindigkeit am Boden teilweise fast null sein und wächst mit steigender Höhe logarithmisch an, wie in Abbildung 33 zu erkennen ist. Die Rauigkeit, welche die Windgeschwindigkeit direkt beeinflusst ist dabei abhängig von den Geländetypen wie Wasserflächen, Wälder oder Stadtgebieten.

Die Windverhältnisse spielen eine entscheidende Rolle bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einer Windkraftanlage. Die Windgeschwindigkeit ist dabei proportional zur dritten Potenz und somit der maßgebende Einflussfaktor.

$$E_{spez.} = \frac{1}{2} * \rho * v_w^3$$

Mit

E_{spez}	Spezifische Windenergie	[W/m ²]
ρ	Luftdichte	[kg/m ³]
v_w	Windgeschwindigkeit	[m/s ²]

Zur Berechnung der maximal möglichen Energieerzeugung einer Windkraftanlage muss ebenfalls der Leistungsbeiwert c_{PR} mit einbezogen werden. Dieser beschreibt den Anteil der theoretischen maximalen Windleistung, welcher in mechanische Leistung umgewandelt werden kann und liegt nach Betz bei maximal $c_{PR} = 0,593$. Der Wirkungsgrad der tatsächlichen Windkraftanlage befindet sich meist deutlich darunter und wird vom jeweiligen Hersteller mit angegeben.⁵⁵

Die Windgeschwindigkeiten zur Berechnung der spezifischen Windenergie werden mit Hilfe der Umrechnung von Referenzgeschwindigkeiten ermittelt. Diese Referenzgeschwindigkeiten werden vom Deutschen Wetterdienst (DWD) standardmäßig in 10 m Höhe gemessen. Mit steigender Höhe sinkt die Reibung der Luft an der Erdoberfläche und somit steigt die Windgeschwindigkeit und folglich auch der erwirtschaftbare Energiebetrag. Eine Umrechnung dieser Werte auf beliebige Höhe und aerodynamischer Rauigkeit der Umgebung erfolgt mittels nachfolgender Formeln.

⁵⁵ Schmelmer R., Denk P. (2014): Vertikale Kleinwindanlagen in Bayern- Eine Wirtschaftlichkeitsanalyse

$$U(z) = \frac{u_{ABL}^*}{\kappa} \ln\left(\frac{z + z_0}{z_0}\right) \quad (1)$$

$$u_{ABL}^* = \kappa \frac{U_{ref}}{\ln\left(\frac{z_{ref} + z_0}{z_0}\right)} \quad (2)$$

$$U_{neu} = U_{ref} \frac{\ln\left(\frac{z_{bh}}{z_{0,ref}}\right) \ln\left(\frac{z}{z_{0,neu}}\right)}{\ln\left(\frac{z_{ref}}{z_{0,ref}}\right) \ln\left(\frac{z_{bh}}{z_{0,neu}}\right)} \quad (3)$$

Mit		
U_{neu}	Windgeschwindigkeit in Höhe z_{neu}	[m/s]
U_{ref}	Referenzgeschwindigkeit in Höhe z_{ref}	[m/s]
z	Höhe über Grund (bzw. Höhe auf die umgerechnet wird in Gl. 3)	[m]
$z_{0,neu}$	Oberflächenrauigkeit, auf die umgerechnet wird	[m]
$z_{0,ref}$	Oberflächenrauigkeit, bei der U_{ref} gemessen wurde	[m]
z_{ref}	Messhöhe der Referenzgeschwindigkeit U_{ref}	[m]
z_{bh}	„Blending height“, normalerweise als 60 m genommen ⁵⁶	[m]

⁵⁶ Wieringa, J. Roughness-dependent geographical interpolation of surface wind speed averages. Q. J. R. Meteorol. Soc. 1986, 112, 867–889.

Stand der Technik

Die folgende Abbildung zeigt das Referenzwindprofil nach Gleichung (1) und (2), mit $z_{ref} = 10\text{ m}$, $U_{ref} = 5\text{ m/s}$ und $z_{0,ref} = 1.0\text{ m}$ (blau) und das mit Gleichung (3) angepasste Profil für $z_{bh} = 60\text{ m}$, $z_{0,neu} = 0.25\text{ m}$ (grau).

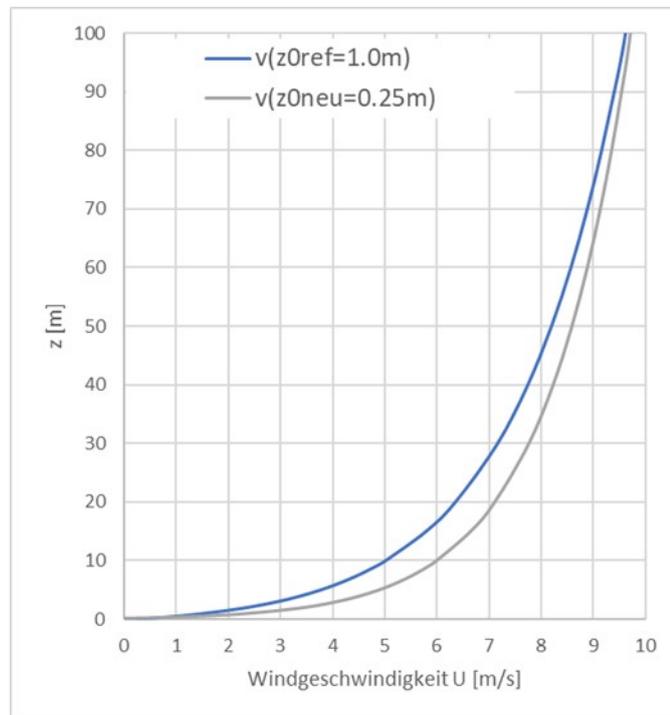


Abbildung 33: Referenzwindprofil

Die Berechnung des Energieertrages auf Basis der gemessenen Winddaten wird in einer Häufigkeitsverteilung der unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten dargestellt. Dabei wird grafisch veranschaulicht, wie oft eine Windgeschwindigkeit während des Betrachtungszeitraums auftritt.

$$E_{ges} = \sum E_i$$

$$E_i = h_i * P_i * T$$

Mit

E_{ges}	Gesamtenergiebetrag	[kWh]
E_i	Klassenenergiebetrag	[kWh]
h_i	Relative Häufigkeit einer Klasse	[/]
P_i	Klassenleistung einer Klasse	[kW]
T	Betrachteter Zeitraum	[k]

Stand der Technik

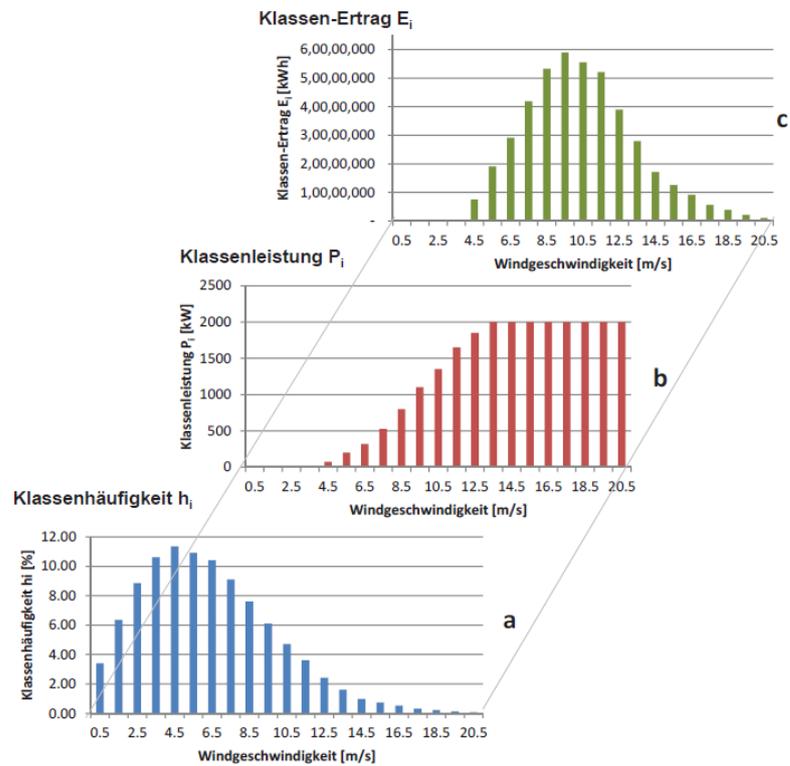


Abbildung 34: Übersicht über den Zusammenhang der Klassenhäufigkeit h_i (a), die Klassenleistung P_i (b) und den Klassenertrag E_i (c)⁵⁷

Zur statistischen Modellierung der Windgeschwindigkeiten wird hierfür die Weibullverteilung genutzt. Diese Art der Wahrscheinlichkeitsverteilung wird bei der Windenergie hauptsächlich durch den Formfaktor und den Skalierungsfaktor bestimmt.

$$h_w(v) = \frac{k}{A} * \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} * \exp\left(-\left(\frac{v}{A}\right)^k\right)$$

Mit

$h_w(v)$	Verteilungsfunktion	[1/(m/s)]
k	Formfaktor, variiert zwischen 1 und 4	[/]
A	Skalierungsfaktor	[m/s]
v	Windgeschwindigkeit	[m/s]

Nachfolgendes Bild enthält unterschiedliche Beispiele einer Weibullverteilung. Der Standort ist umso besser geeignet, je weiter rechts das Maximum der Verteilung liegt, da durch die Windgeschwindigkeit zur dritten Potenz die größeren Erträge erwirtschaftet werden können.

⁵⁷ Schmelmer R., Denk P. (2014): Vertikale Kleinwindanlagen in Bayern- Eine Wirtschaftlichkeitsanalyse

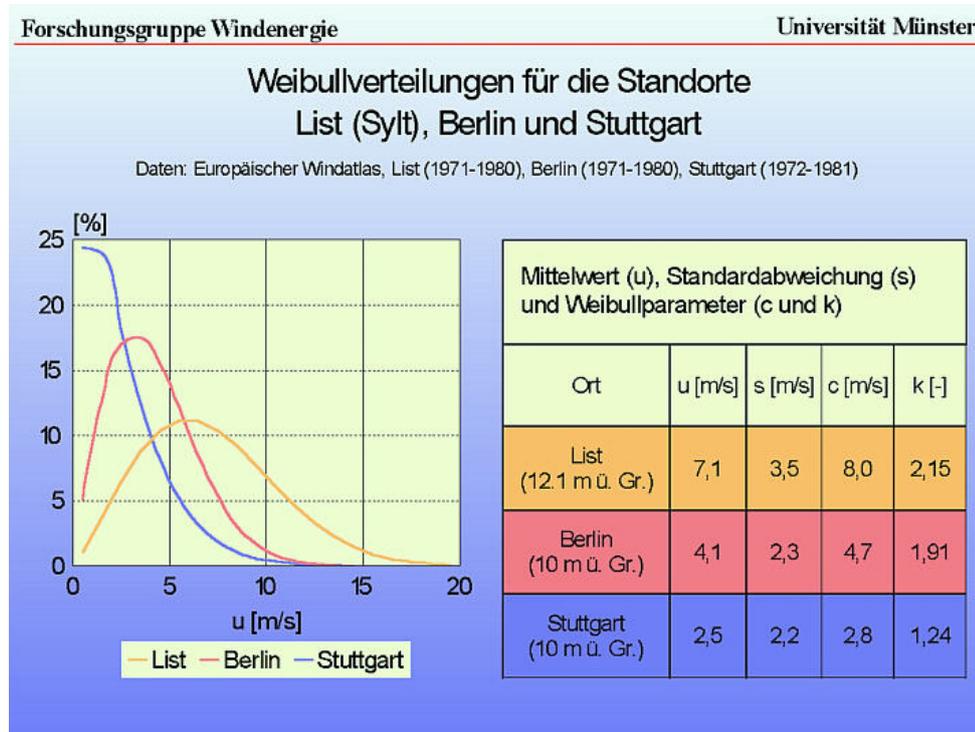


Abbildung 35: Beispiele Weibull Verteilung⁵⁸

Falls der Sonderfall $k=2$ eintreten sollte, wird die Weibull-Verteilung zu einer Rayleigh-Verteilung. Hierbei handelt es sich um eine Vereinfachung, da der Formfaktor 2 eine geringere Schwankung um die mittlere Windgeschwindigkeit bedeutet. Meistens wird die Rayleigh-Verteilung deshalb zur ersten Abschätzung des jährlichen Energieertrages verwendet.

$$h_R(v) = \frac{\pi}{2} * \frac{v}{(\bar{v})^2} * \exp\left(-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v}{\bar{v}}\right)^2\right)$$

Mit

$h_R(v)$	Verteilungsfunktion	[1/(m/s)]
v	Windgeschwindigkeit	[m/s]
\bar{v}	Mittlere Windgeschwindigkeit ⁵⁹	[m/s]

Zur weiteren genauen Bestimmung des Energieertrages müssen noch der Leitungswirkungsgrad und der Wirkungsgrad der Netzeinspeisung miteinbezogen werden. Diese können jedoch je nach örtlichen Gegebenheiten unterschiedlich ausfallen.⁶⁰

⁵⁸ http://www.iwr.de/wind/wind/bilder/l_s_b.jpg

⁵⁹ Schmelmer R., Denk P. (2014): Vertikale Kleinwindanlagen in Bayern- Eine Wirtschaftlichkeitsanalyse

⁶⁰ Schmelmer R., Denk P. (2014): Vertikale Kleinwindanlagen in Bayern- Eine Wirtschaftlichkeitsanalyse

Stand der Technik

Zur wirtschaftlich sinnvollen Nutzung gehören auch bestimmte Betriebsparameter wie etwa die Einschalt-, Nenn- und Abschaltgeschwindigkeit einer Windkraftanlage. Die Einschaltgeschwindigkeit gibt dabei an, ab welcher Windgeschwindigkeit die Turbine anfängt zu drehen, die Nenngeschwindigkeit, welche Nennleistung dabei erreicht wird und die Abschaltgeschwindigkeit, wann die Turbine wegen den Windverhältnissen aus Sicherheitsgründen wieder abgeschaltet wird.

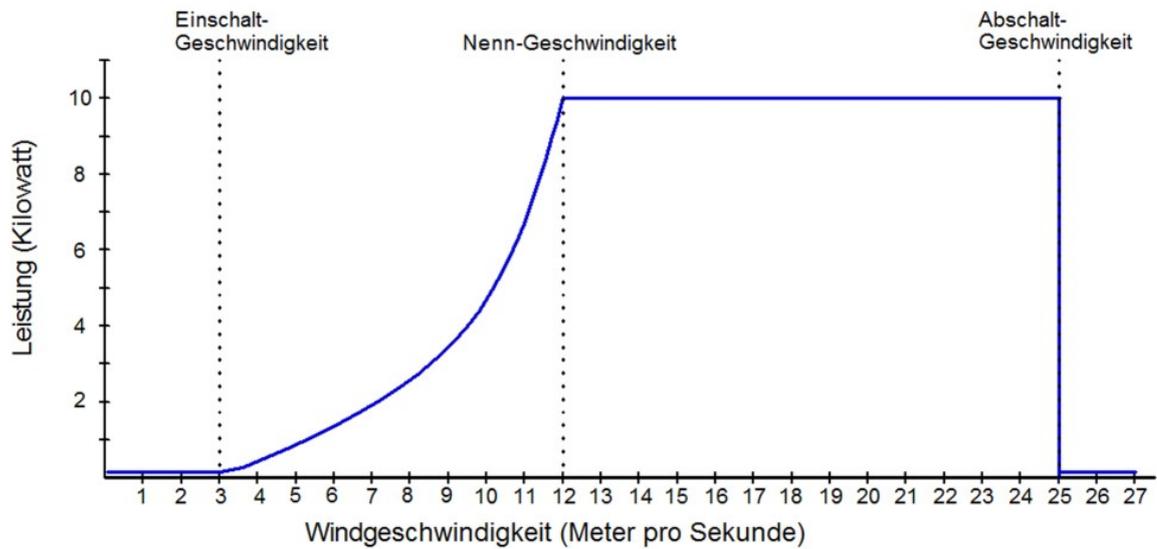


Abbildung 36: Leistungskurve Windkraftanlage⁶¹

⁶¹ <https://www.klein-windkraftanlagen.com/technik/test-von-kleinwindanlagen/>

1.3.2 Windverhältnisse in Großstädten

Beschreibung auftretender Strömungsphänomene in Großstädten anhand von Beispielen aus der Literatur. Insbesondere wird auf den Einfluss von städtebaulichen Strukturen und Bebauungen auf vorherrschende Windverhältnisse eingegangen.

Städte haben einen signifikanten Einfluss auf lokale klimatische Bedingungen. Besonders der Wind ist von starken Schwankungen bezüglich der Richtung und Geschwindigkeit geprägt, welche durch die extrem raue Oberflächenstruktur von Städten in der atmosphärischen Grenzschicht, mit ihren baulichen Elementen, Straßenschluchten und gelegentlichen Freiflächen wie Plätzen und Parks, hervorgerufen wird. Diese städtisch geprägte, atmosphärische Grenzschicht wird deshalb Stadtgrenzschicht genannt, da sie sehr charakteristische Verhältnisse hervorruft. Zusätzlich dazu wird durch die sog. städtische Wärmeinsel (Engl. urban heat island) eine vertikale Luftströmung induziert, welche bei Windstille die Form einer Kuppel, und bei anströmendem Wind die einer Abluffahne annimmt. Diese Abluffahne ist i.d.R. von Verwirbelungen geprägt, die Grund dafür sind, dass Windkraftanlagen in Städten ein grundsätzlich geringeres Ertragspotenzial aufweisen als auf dem Land.

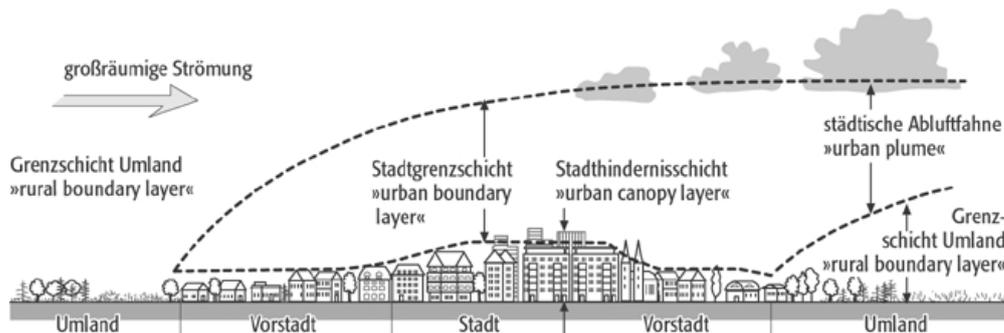


Abbildung 37: Schematischer Aufbau der atmosphärischen Grenzschicht über einer Stadt (Stadtgrenzschicht)⁶².

Die Rauigkeit der Oberfläche, bzw. die Höhe der Stadthindernisschicht spielt eine entscheidende Rolle bei der Bestimmung der mittleren Windgeschwindigkeit in Städten, da sie maßgeblich für Turbulenz und somit die Umwandlung von kinetischer Energie in Wärme verantwortlich ist. Stark turbulente Strömungen dominieren die Luftströmungen in Städten bis zu der 2- bis 3-fachen mittleren Gebäudehöhe.⁶³ In städtischen, bodennahen Schichten ergeben sich deshalb stark reduzierte Windgeschwindigkeiten verglichen mit dem ländlichen Umfeld. Die Platzierung von Windkraftanlagen deutlich über der Stadthindernisschicht ist somit eine wichtige Voraussetzung für deren Wirtschaftlichkeit.

⁶² <https://www.spektrum.de/lexikon/geographie/stadtgrenzschicht/7535>

⁶³ Oke, T., Mills, G., Christen, A., & Voogt, J. (2017). Urban Climates. Cambridge: Cambridge University Press. doi:10.1017/9781139016476

Stand der Technik

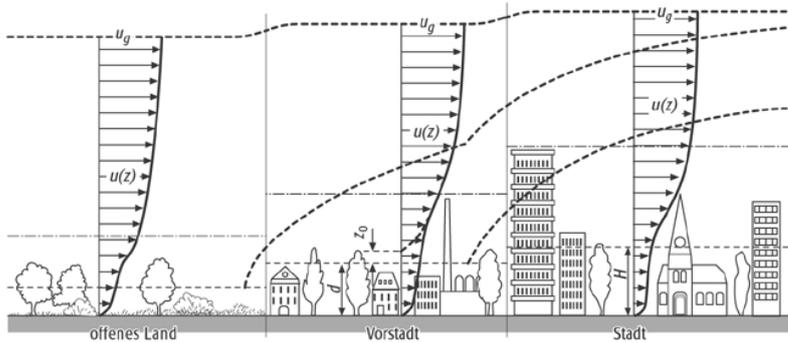


Abbildung 38: Schematischer Aufbau der atmosphärischen Grenzschicht über einer Stadt (Stadtgrenzschicht).⁶⁴

Die oben dargestellten Profile zeigen allerdings nur den Mittelwert der zu erwartenden Windgeschwindigkeit. Tatsächlich ist die Variabilität sehr groß, wobei sich teils deutliche Unterschiede zwischen auftretender und mittlerer Windgeschwindigkeit ergeben.

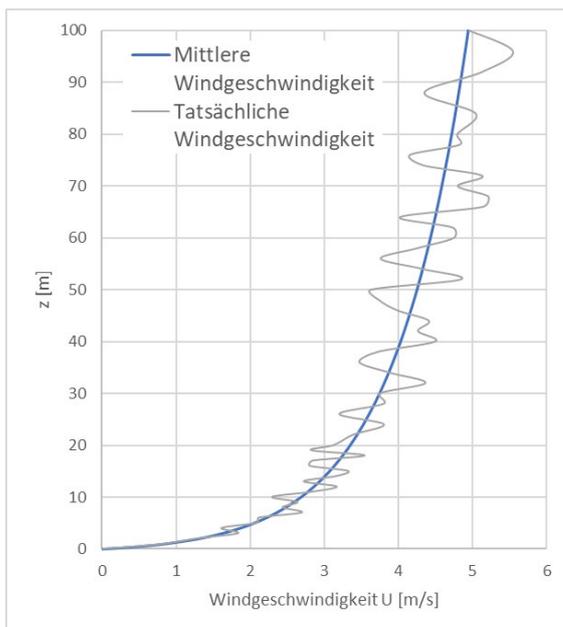


Abbildung 39: Schematische Darstellung von mittlerer und tatsächlich extrem instationärer Windgeschwindigkeit.

Tabelle 7 zeigt typische Kenngrößen in Verbindung mit der Oberflächenrauigkeit. Die Rauigkeitslänge z_0 kann in die in Kapitel 1.3.1 genannten Gleichungen eingesetzt werden, um entsprechende Windprofile zu erhalten. Es wird betont, dass die Rauigkeitslänge z_0 , obwohl sie in m angegeben wird, nicht der realen Höhe der Rauigkeitselemente entspricht.

⁶⁴ <https://www.spektrum.de/lexikon/geographie/stadtklima/7543>

Tabelle 7: Richtwerte zur Bestimmung mittlerer Windprofile über verschiedenen Oberflächen und Terrains⁶⁵.

	Oberfläche/Terrain	Mittlerer Höhe der Rauigkeitselemente [m]	Rauigkeitslänge z_0 [m]
Ländlich	Watt, Eis, Rollfeld		0,001–0,01 mm
	Schnee, Wasser		0,1–1 mm
	Wüste		0,3–0,5 mm
	Vegetationsloser Boden, kurzer Rasen	0,02–0,05	0,01–0,02
	Gras, Abgeerntetes Feld	0,2–0,5	0,03–0,06
	Ackerland, Kulturlandschaft	0,4–1	0,05–0,15
	Buschland, Obstplantagen, Savanne	2–4	0,4–1
	Wald (gemäßigtes bis tropisches Klima)	12–30	0,8–2
Urbane Bebauung	Niedrige Höhe und Dichte (Häuser, Gärten, Bäume, etc.)	5–8	0,3–0,8
	Mittlere Höhe und Dichte (Reihenhäuser, Ortskerne)	7–14	0,7–1,5
	Hohe Gebäude und Dichte (bis sechs Stockwerke, Reihenhäuser und Wohnblocks)	11–20	0,8–2
	Stadtzentren (Bürogebäude, Wohntürme etc.)	>20	>2

1.3.3 Einfluss der Gebäudeeigenschaften

1.3.3.1 Geeignete Gebäude

Da die lokalen Windverhältnisse auf einer Dachfläche sehr stark von der umliegenden Bebauung abhängig sind und diese in Städten meist sehr heterogen ist, können hier keine allgemeingültigen Empfehlungen gemacht werden. Umliegende Gebäude können die Windverhältnisse im Einzelfall derart beeinflussen, dass Positionen am Dach, die bei einem freistehenden Gebäude wirtschaftlich wären, ökonomisch nicht sinnvoll sind. Grundsätzlich gilt jedoch, je exponierter, desto besser. Es sollten also hauptsächlich möglichst freistehende Gebäude in Betracht gezogen werden, die ihre umgebende Bebauung oder auch Bäume deutlich überragen, besonders zur Hauptwindrichtung hin.

⁶⁵ Oke, T., Mills, G., Christen, A., & Voogt, J. (2017). Urban Climates. Cambridge: Cambridge University Press. doi:10.1017/9781139016476

1.3.3.2 Empfehlungen zur Platzierung auf Gebäudedächern

Die Dachform eines Gebäudes ist ein wichtiger Faktor bei der Standortwahl. Sie ist beispielsweise dafür verantwortlich mit wieviel Aufwand eine Anlage errichtet und gewartet werden kann. Flachdächer weisen hier klare Vorteile auf, da sie i.d.R. leichter zugänglich und in Großstädten häufig anzutreffen sind. Daneben ergeben sich bei jeder Dachform unterschiedliche Strömungsverhältnisse rund um das Gebäude, die für die Aufstellung von Kleinwindkraftanlagen mal mehr und mal weniger günstig sind.

Simulationen und Messungen an freistehenden Gebäuden haben ergeben, dass Windkraftanlagen vor allem bei Flachdächern nahe der Dachkante zu der zur Hauptwindrichtung ausgerichteten Fassade positioniert werden sollten.^{66,67} Dort ergeben sich durch die Umströmung des Gebäudes höhere Windgeschwindigkeiten, die bis zu 40 % mehr Leistung generieren können als bei freistehenden Windanlagen ohne den aerodynamischen Einfluss eines Gebäudes. Bei 0° Anströmwinkel weisen jedoch das Tonnen- und das Kuppeldach die höchste Leistungssteigerung durch höhere Windgeschwindigkeiten über dem Dach mit bis zu 50 % auf. Bei diesen Dachformen, wie auch beim weitaus üblicheren Satteldach, sollten die Windkraftanlagen auf dem First positioniert werden. Dort ist allerdings wegen der erschwerten Zugänglichkeit und komplizierteren Konstruktionsdetails mit höheren Installations- und Wartungskosten zu rechnen.

Unabhängig von der Dachform ergaben Studien eine optimale Installationshöhe der Turbinennabe von Horizontalachsenanlagen in 0,3 bis 0,5-mal der Gebäudehöhe über dem Dach. Zu beachten ist, dass bei niedrigeren Anlagen Schäden durch Böen und hochturbulente Luftströmungen auftreten können. Diese kommen dadurch zu Stande, dass bei Umströmung des Gebäudes die Luft an der im Wind stehenden Fassade nach oben abgelenkt wird und im Bereich der Dachkante nicht horizontal, sondern vielmehr vertikal verläuft. An scharfen Dachkanten, wie im Falle eines Gebäudes mit Flachdach, kommt es dann dort zum Strömungsabriss. Da Horizontalachsenanlagen nur horizontal und frontal anströmenden Wind zur Energieerzeugung nutzen können, sollten diese Anlagen stets außerhalb dieser abgelösten und sehr turbulenten Strömung positioniert werden. Die Größe und die Ausprägung des Bereichs dieser Strömung sind stets vom Einzelfall abhängig.

Treten an einem Standort große Teile des energiereichen Windes aus unterschiedlichen Richtungen (d.h. nicht der Hauptwindrichtung) auf, kann es sich empfehlen die Anlage durchaus höher als die empfohlenen 0,3 bis 0,5-mal der Gebäudehöhe über dem Dach zu positionieren. Dann kann es auch sinnvoll sein, die Anlage eher zur Dachmitte hin aufzustellen.

Bei Vertikalachsenanlagen wurde in einer konkreten Fallstudie eine optimale Installationshöhe von 0,5 bis 0,7-mal die Gebäudehöhe über dem Dach ermittelt⁶⁷. Ähnlich wie bei den Horizontalachsenanlagen ist auch hier die Dachkante der zur Hauptwindrichtung ausgerichteten Fassade zu bevorzugen.

⁶⁶ Abohela et al. (2013): Effect of roof shape, wind direction, building height and urban configuration on the energy yield and positioning of roof mounted wind turbines. In: Ren. Energy 50, S. 1106–1118.

⁶⁷ Wang et al. (2018): Micrositing of roof mounting wind turbine in urban environment: CFD simulations and lidar measurements. In: Ren. Energy 115, S. 1118–1133.

1112

L. Abohela et al. / Renewable Energy 50 (2013) 1106–1118

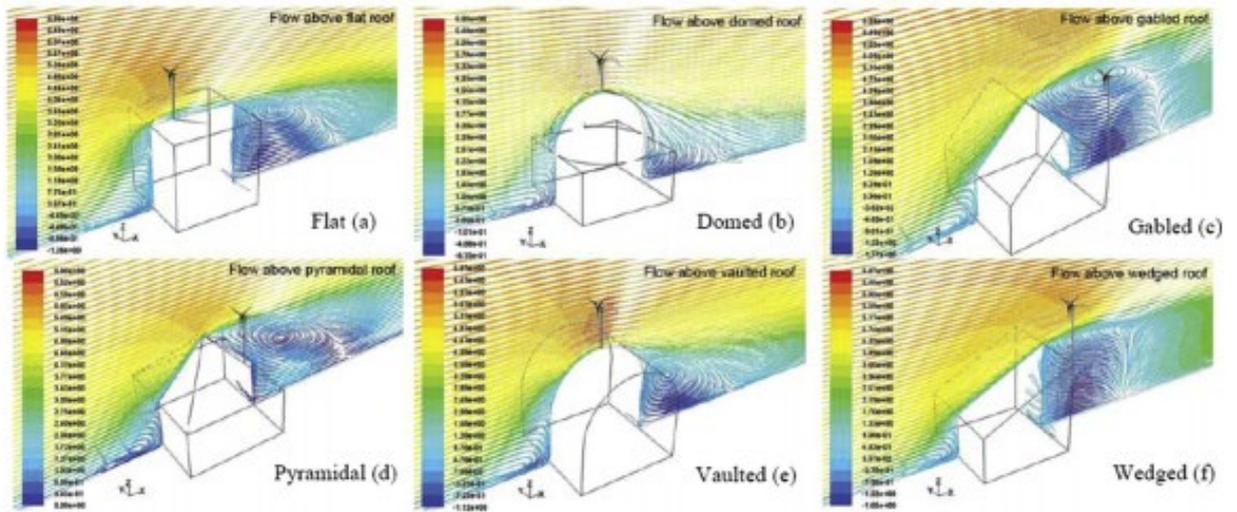


Abbildung 40: Optimale Positionierung für unterschiedliche Dachformen bei 0° Anströmwinkel.⁶⁶

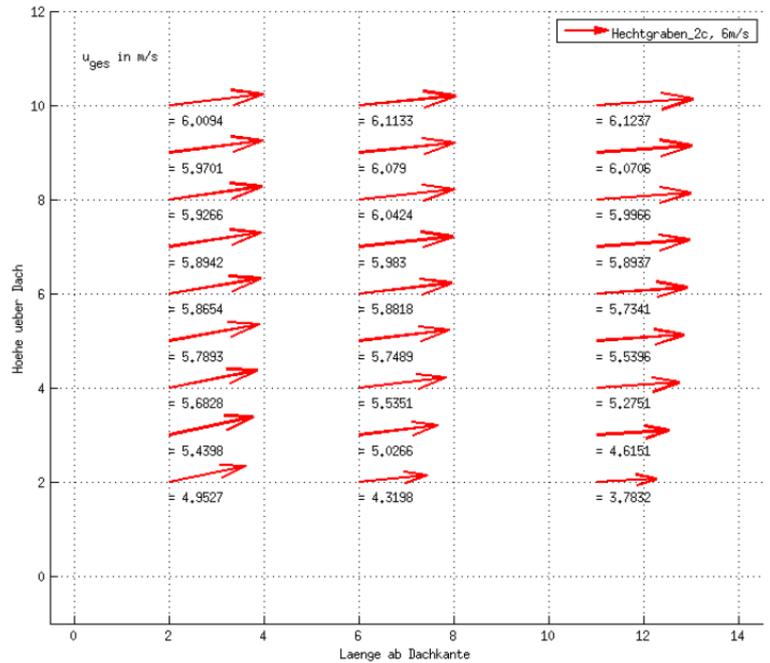
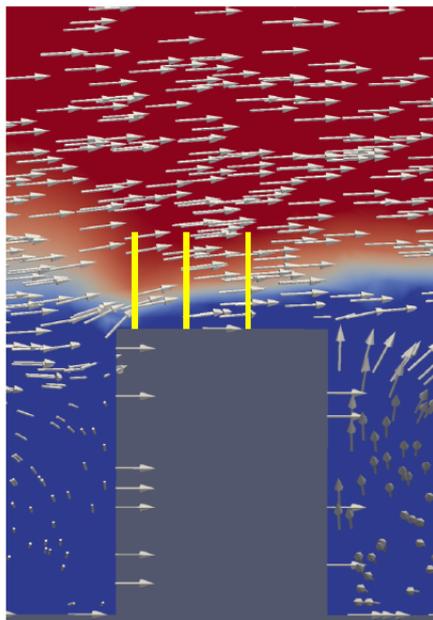


Abbildung 41: Umströmung eines Gebäudes mit Flachdach mit eingezeichneten Windvektoren⁶⁸.

⁶⁸ Quelle: HTW, Nils Langer.

1.3.4 Berechnete Windeigenschaften vs. Messergebnisse

1.3.4.1 Notwendigkeit von Messungen

Wie in den vorherigen Kapiteln beschrieben, beeinflusst eine Vielzahl von Faktoren die lokalen Strömungsverhältnisse auf den jeweiligen Dächern. Über Windkarten kann nur eine sehr grobe erste Einschätzung erfolgen, ob der Standort geeignet ist.

In diversen Veröffentlichungen⁶⁹ zeigt sich, dass selbst sehr komplexe Berechnungsmethoden z.B. Strömungssimulationen, Mikro – und Makroklimamodelle teilweise die Messwerte für Windgeschwindigkeit nur ungenügend vorhersagen konnten. In Abbildung 42 sind exemplarisch die Abweichungen zwischen Prognose und tatsächlich gemessenen Werten dargestellt für die Warwick Wind Trials dargestellt.

Es wird daher empfohlen möglichst eine halbes- oder ein ganzes Jahr am vorgesehenen Standort zu messen. Anhand dieser kann dann zusammen mit den Leistungsdaten des Herstellers der Ertrag genauer berechnet werden.

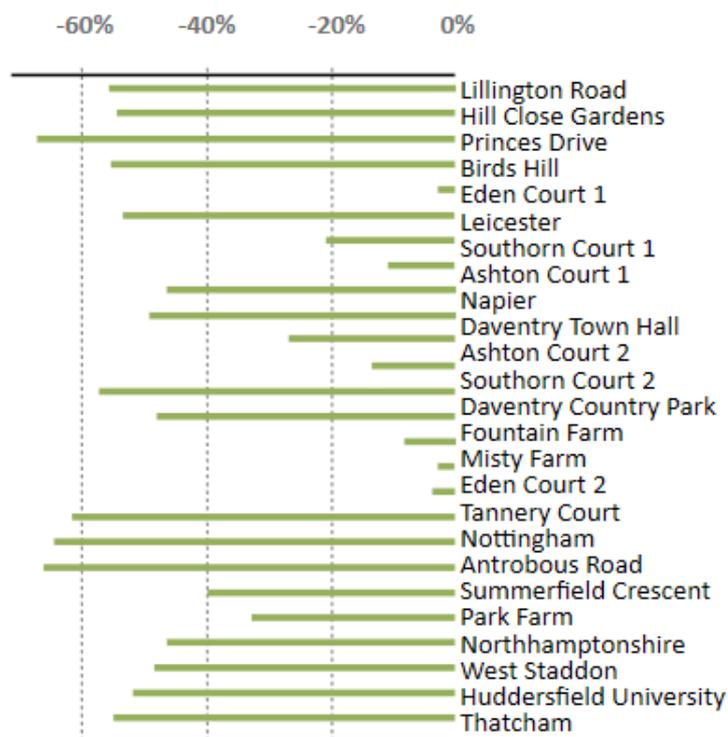


Abbildung 42: Abweichung gemessene und prognostizierte Erträge⁷⁰

⁶⁹ Encraft (2009): Warwick Wind Trials Report

Leonhartsberger et al. (2019): Entwicklung von Beurteilungsmethoden für den Einsatz von Kleinwindenergieanlagen in urbaner Umgebung

Haase et al. (2014): Building integrated vertical wind turbines- Experiences from the roof of Biskop Gunnerus gate 14 in Oslo

⁷⁰ Encraft (2009): Warwick Wind Trials Report

1.3.4.2 Messverfahren

Für die Windmessung ist in erster Linie ein Anemometer notwendig. Die Windrichtung kann mit einer zusätzlichen Windfahne ermittelt werden. Beide Messgeräte werden auf einem Stativ oder Mast befestigt, idealerweise auf der Höhe und Position, auf der später der Rotor liegen soll, um möglichst realitätsgetreue und brauchbare Messergebnisse zu erhalten. Mit Spannseilen oder Gewichten können die Geräte befestigt und gesichert werden. Außerdem sind ein Datenlogger und eine Batterie zur Stromversorgung notwendig. Je nach Gerät sind die Intervalle, in denen die Daten gespeichert werden, unterschiedlich. Für eine genaue Messung ist es von Vorteil, dass die Intervalle möglichst klein sind. Die Daten können mithilfe eines PCs ausgelesen werden.

Aus den gewonnenen Daten kann ein Jahresmittel der Windgeschwindigkeit, die Hauptwindrichtung und auch dazugehörige durchschnittliche Windgeschwindigkeiten ermittelt werden.

Entsprechende Messinstrumente können entweder gemietet oder gekauft werden. Die Kosten für einen Kauf professioneller Geräte betragen etwa 4.000 €, die Miete liegt in einer Höhe ab ca. 400€ pro Gerät.⁷¹

Eine weitere Alternative ist die Beauftragung von professionellen Messungen. Die Kosten hierfür liegen im Bereich von 1.500 €.

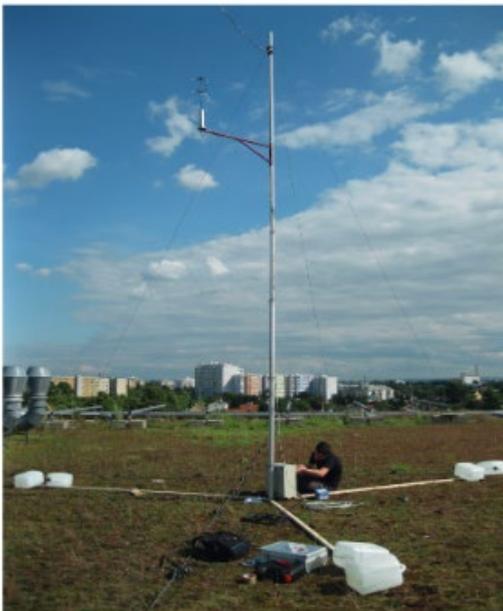


Abbildung 43: Darstellung Messequipment⁷²

⁷¹ Bundesverband Kleinwindanlagen (2021): Kleindwindkraftanlagen und PV – richtig planen und umsetzen.

⁷² AEE Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie NÖ-Wien (2014): Kleinwindkraft – Ein Leitfaden zur Planung und Umsetzung

1.4 Windverhältnisse in München

1.4.1 Reale Messergebnisse DWD

Für die Auswertung realer Messergebnisse des DWD wurden die Messdaten der Wetterstation München-Stadt (Stations-ID 3379) verwendet. Die Station befindet sich bei der Niederlassung München-Stadt des Deutschen Wetterdienstes in der Helene-Weber-Allee 21, 80637 München. Die aufgezeichneten Wetterdaten des DWD sind frei zugänglich und können im „Climate Data Center“ (CDC)⁷³ kostenlos heruntergeladen werden. Für diese Studie wurden die gemessenen Daten des Windes in 10 m Höhe verwendet. Auf dieser Höhe werden im Allgemeinen die Messungen des Wetterdienstes durchgeführt. Die Winddaten sind hier also direkt gemessen und nicht rechnerisch ermittelt worden.

Um eine durchschnittliche Verteilung der Windgeschwindigkeit aufzustellen, wurden die Windgeschwindigkeiten in Klassen von 0,5 m/s aufgeteilt. Für die Aufstellung der Windrichtungen wurden die 360° eines Kreises in 16 Sektoren aufgeteilt, wodurch bis zu dreigliedrige Windrichtungsbezeichnungen (z.B. N, NO, ONO) entstehen.

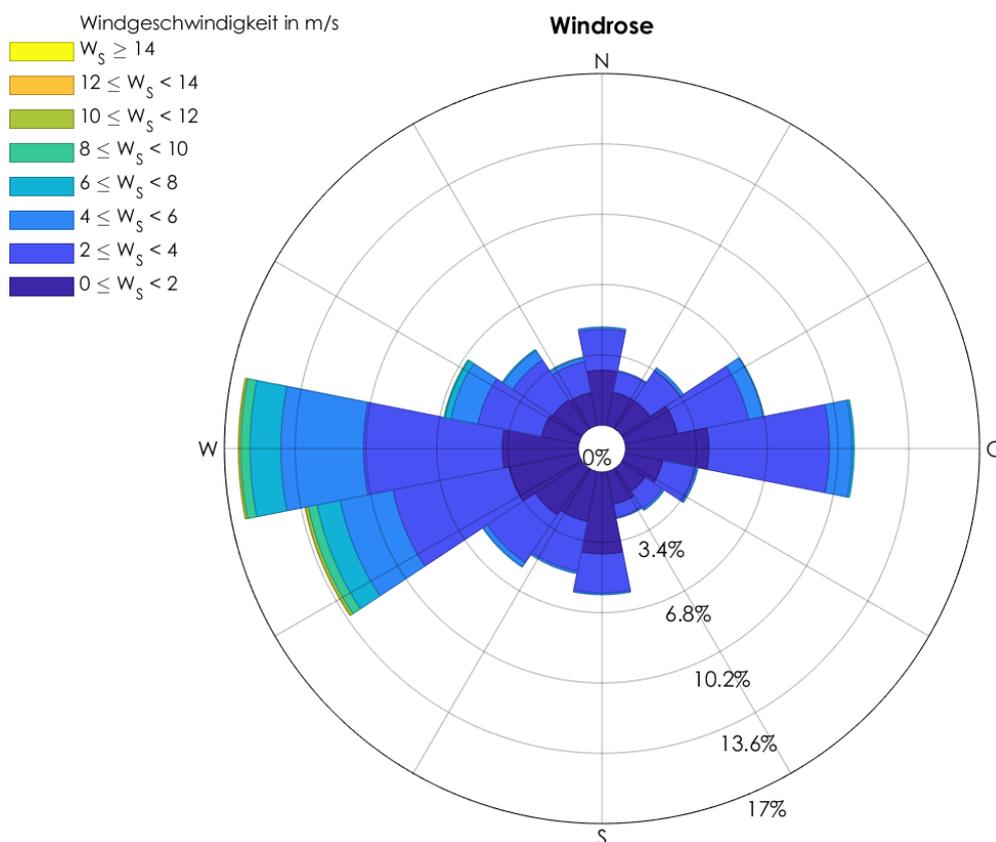


Abbildung 44: Windrose der Wetterstation München-Stadt (ID 3379) des DWD

⁷³ <https://cdc.dwd.de/portal/>

Bei der Windrose können abgesehen von der Windrichtung auch durch die farbliche Unterscheidung in Klassen von je 2 m/s die Anteile der jeweiligen Windgeschwindigkeiten abgelesen werden. Die Hauptwindrichtung ist West (W) mit einem Anteil von etwa 16% an den Gesamtstunden des Windes. Mit ca. 13% bzw. 11% folgen die Windrichtungen WSW und Ost, wobei der Ostwind größtenteils nur Windgeschwindigkeiten bis 6 m/s enthält. In den Hauptwindrichtungen Westen (W), West-Südwest (WSW) und Osten (O) herrschen im Vergleich zu den übrigen Windrichtungen durchschnittlich die höchsten mittleren Windgeschwindigkeiten. Die auftretenden Winde aus südlicher Richtung sind in der Regel auf das Strömungsphänomen „Alpines Pumpen“ zurückzuführen. Dieses tritt vor allem an strahlungsreichen, windschwachen Hochdruckwetterlagen auf. Bei diesen Wetterlagen dominieren tagsüber Winde aus vor allem östlicher Richtung, während nachts vor allem Winde aus südlicher Richtung auftreten.⁷⁴

Für die Erstellung der Windverteilung wurden, wie schon erwähnt, die Windgeschwindigkeiten in Klassen von 0,5 m/s aufgeteilt. Dem Diagramm sind die kumulierten Stunden über den Zeitraum von 1990 bis 2020 zu entnehmen. Die am häufigsten auftretenden Werte liegen hier bei 2 bis 3 m/s bei 10 m Höhe. Dies sind geringe Windgeschwindigkeiten und für einen wirtschaftlichen Betrieb der KWEA im Allgemeinen nicht ausreichend. Die Windgeschwindigkeit steigt allerdings mit der Höhe, sodass sich die Häufigkeitsverteilung bei beispielsweise 30 m Höhe deutlich verbessern würde.

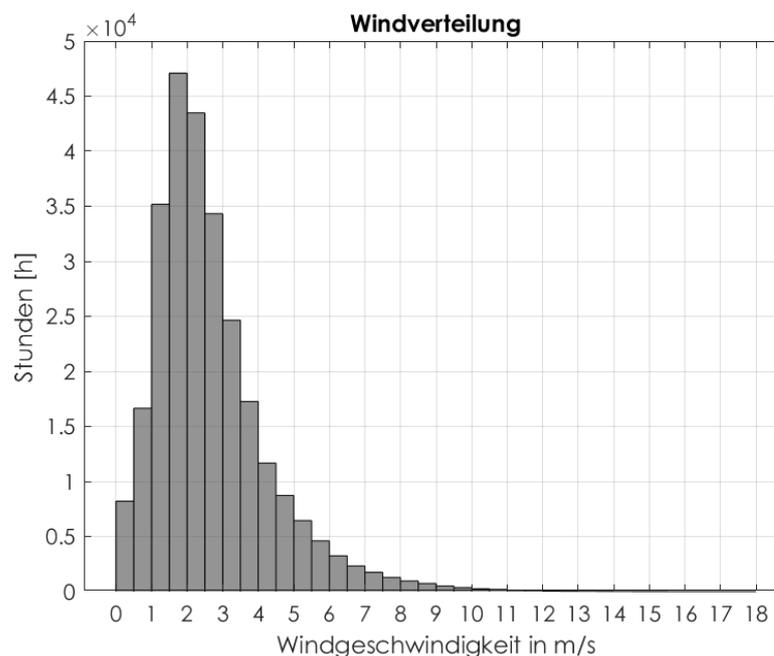


Abbildung 45: Verteilung der Windgeschwindigkeiten an der Messstation München-Stadt (ID 3379) des DWD, Kumulation über 30 Jahre (1990-2020), 10m Höhe

⁷⁴Deutscher Wetterdienst (2020): Stadtklimatische Untersuchungen der sommerlichen Temperaturverhältnisse und des Tagesgangs des Regionalwindes („Alpines Pumpen“) in München

1.4.2 Bayrischer Windatlas

Für das Stadtgebiet sind die mittleren Windgeschwindigkeiten in 10 m Höhe in Abbildung 46 dargestellt. Diese sind in einem ähnlichen Bereich wie die Messergebnisse des DWD. Innerhalb des Stadtgebietes sind Unterschiede zu sehen, insbesondere die Randlagen weisen höhere Windgeschwindigkeiten auf. Die Lage der DWD Station München Stadt ist mit dem Roten Punkt in der Mitte der Karte dargestellt.

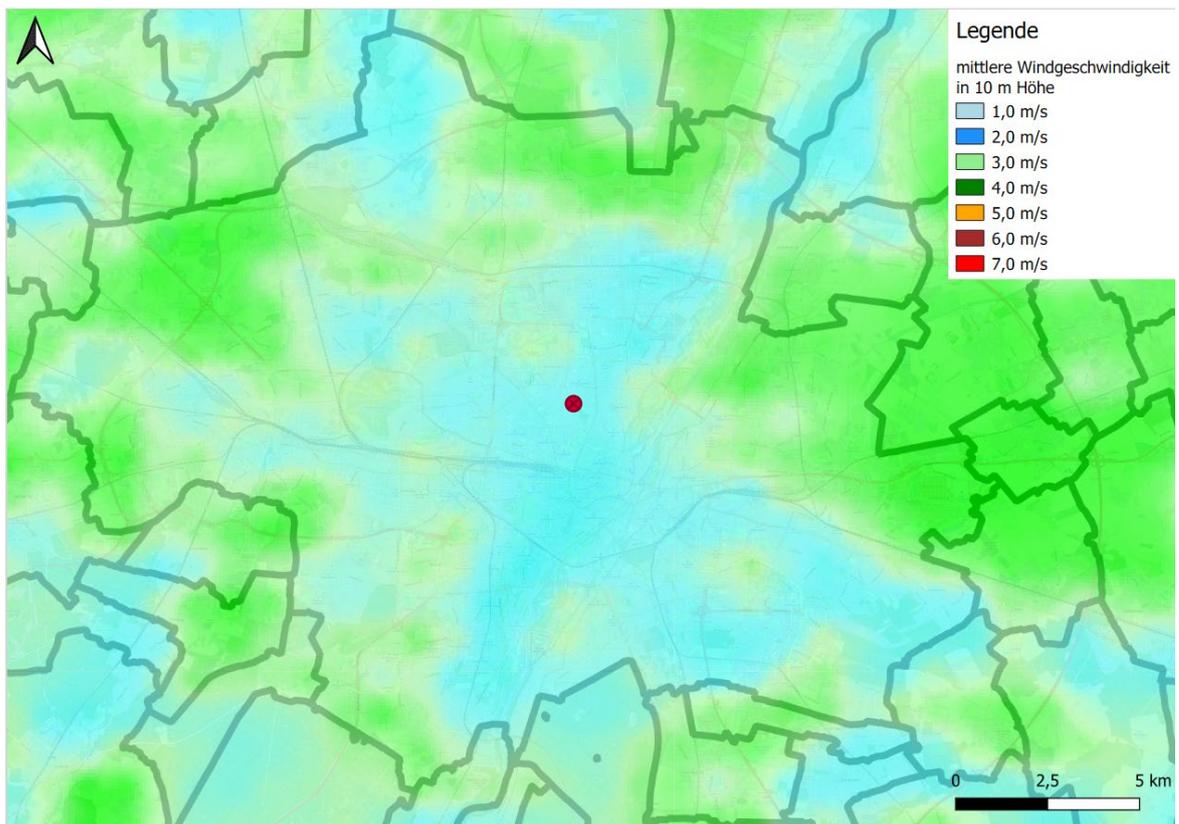


Abbildung 46: mittlere Windgeschwindigkeiten in 10 m gemäß Energieatlas Bayern⁷⁵

Für den aktuellen bayrischen Windatlas (11/21) wurden auf verschiedenen Modellebenen (mesoskal bis mikroskal) Computermodelle gekoppelt, um im Ergebnis eine horizontale Gitterauflösung von 10 m x 10 m zu erreichen.⁷⁶ Der Windatlas fokussiert sich allerdings vor allem auf Höhen von 100 m – 200 m über Grund, was typischen Planungshöhen für große Windkraftanlagen entspricht. Die Karte für 10 m Höhe wird trotzdem mitgeliefert. Leider kann man mit den freiverfügbaren WMS-Diensten keine eigenen Berechnungen durchführen. Des Weiteren ist die beschriebene Gitterauflösung im Stadtgebiet nicht oder nur partiell zu erkennen.

⁷⁵WMSDienst: <https://www.lfu.bayern.de/gdi/wms/energieatlas/windatlas> (Stand 08/21)

⁷⁶Bayrisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie (2021): Bayrischer Windatlas, S.31

1.4.3 Fazit

Die Datengrundlage zur Analyse der Windverhältnisse im Stadtgebiet ist sehr begrenzt. Wie im vorherigen Kapitel beschrieben, sind lokale Windverhältnisse im urbanen Raum von einer Vielzahl von Parameter abhängig. Ein entscheidender Faktor ist jedoch die Höhe des betrachteten Standorts. Bisher liegen meist nur Messwerte auf der Referenzhöhe von 10 m Höhe vor. Dies ist allerdings für den Großteil des Stadtgebietes nur bedingt hilfreich für die Abschätzung des Windangebotes, da die meisten Dächer eine Höhe > 20 m aufweisen. Zudem gibt es freiverfügbar nur die Messwerte der Station München Stadt welche prinzipiell nur die Windverhältnisse für den entsprechenden (innerstädtischen) Standort darstellen. Am Stadtrand können die Windverhältnisse daher deutlich abweichen.

2 Planung, Auslegung und Betrieb

2.1 Anforderungen

In diesem Kapitel werden zum einen die relevanten Vorschriften für die Errichtung von Kleinwindanlagen in der Landeshauptstadt München erörtert, zum anderen ergeben sich durch eventuelle Beeinträchtigungen neuer Anlagen eine Reihe an Anforderungen bezüglich des Immissionsschutzes und der Anlagensicherheit, die hier dargestellt werden sollen.

2.1.1 Art des Genehmigungsverfahrens

Es gibt keine juristisch festgelegte Definition der Kleinwindkraftanlagen. Laut dem Bundesverband Kleinwindanlagen haben Kleinwindanlagen Rotordurchmesser von bis zu 16 m, sind bis zu 50 m hoch und eine Nennleistung von bis zu 75 kW.

Anhand der Gesamthöhe von Kleinwindkraftanlagen wird unterschieden, ob eine Genehmigung nach Baurecht oder Immissionsschutzrecht zu erfolgen hat. Als Gesamthöhe wird die Narbenhöhe zuzüglich des Rotorradius definiert (Vgl. Art. 82 Abs. 2 Satz 1 BayBO). Bei der Errichtung einer Windkraftanlage auf einem Gebäude, ist die Höhe über der baulichen Anlage maßgebend. Eine Übersicht hierzu liefert Abbildung 47.

Die Zuständigkeit von baurechtlichen Genehmigungen liegt in München im Referat für Stadtplanung und Bauordnung (Hauptabteilung IV – Lokalbaukommission), für immissionsschutzrechtliche Genehmigungen beim Referat für Klima- und Umweltschutz.

Die federführende Behörde beteiligt im Genehmigungsverfahren andere Behörden, die für die Prüfung weiterer öffentlich-rechtlicher Regelungen wie beispielsweise den Denkmal- oder Naturschutz zuständig sind.

Folgende Unterlagen sind im Rahmen des Genehmigungsverfahrens vorzulegen:

- Plandarstellungen der Kleinwindkraftanlage (Grundrisse, Schnitte, Ansichten, Abstandsflächenplan, Lageplan, etc.),
- Nachweise (bspw. Schallschutzgutachten) und Zertifikate, die zur genehmigungsrechtlichen Beurteilung der Anlage erforderlich sind.

2.1.1.1 Gesamthöhe < 10m: Verfahrensfrei nach Art. 57 Abs. 1 Nr. 3 b BayBO

Kleinwindkraftanlagen mit einer freien Höhe von bis zu 10 m zählen nach Art. 57 Abs. 1 Nr. 3 b BayBO zu verfahrensfreien Bauvorhaben. Die Verfahrensfreiheit entbindet nicht von der Verpflichtung zur Einhaltung der Anforderungen, die durch öffentlich-rechtliche Vorschriften an Anlagen gestellt werden (Art. 55 Abs. 1 + 2 BayBO). Hier bedarf es keiner Benachrichtigung des Bauamts und darf ohne Baugenehmigung aufgestellt werden.⁷⁷

Bauherr*innen haben selbstständig die Genehmigung weiterer Fachbehörden wie beispielsweise der unteren Denkmalschutz- oder der unteren Naturschutzbehörde einzuholen.

2.1.1.2 Gesamthöhe 10m - 30m: Genehmigungsfreistellung nach Art. 58 BayBO

Bei der Errichtung von Kleinwindkraftanlagen mit einer Gesamthöhe zwischen 10 m und 30 m kann nach Art. 58 BayBO eine Freistellung von Genehmigungsverfahren erfolgen, wenn

- die Anlagen kein Sonderbau nach Art. 2 Abs. 4 Nr. 2 BayBO sind,
- sie nicht verfahrensfrei nach Art. 57 Abs. 1 Nr. 3b BayBO sind,
- sie im Geltungsbereich eines qualifizierten Bebauungsplans keinen Widerspruch zu dessen Festsetzungen darstellen und
- die Erschließung gesichert ist.

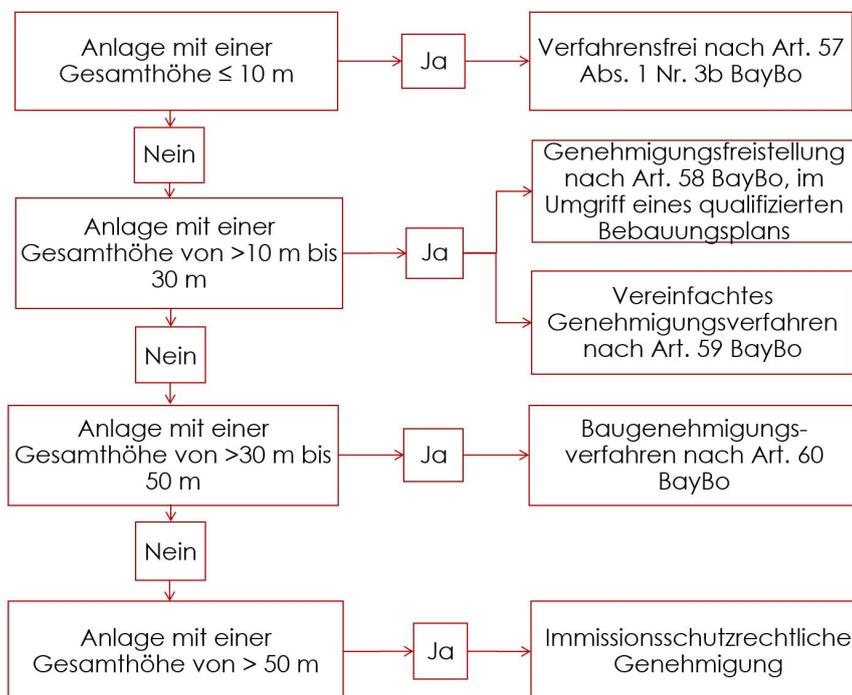


Abbildung 47: Art des Genehmigungsverfahrens für Windkraftanlagen

⁷⁷ Jüttemann P. (2019): Kleinwind Marktreport 2020 Version 6, S. 45

2.1.1.3 Gesamthöhe 10m -30m: vereinfachtes Genehmigungsverfahren nach Art. 59 BayBO

Für Anlagen mit einer Gesamthöhe zwischen 10 m und 30 m, die die Voraussetzungen für eine Genehmigungsfreistellung nicht erfüllen, kann ein vereinfachtes Genehmigungsverfahren nach Art. 59 BayBO erfolgen.

2.1.1.4 Gesamthöhe 30m -50m: Baugenehmigungsverfahren nach Art. 60 BayBO

Nach Art.2 Abs.4 Nr. 2 BAyBO sind bauliche Anlagen mit einer Höhe von mehr als 30 m als Sonderbauten zu betrachten. Bei der Errichtung von Windkraftanlagen mit einer Höhe zwischen 30 m und 50 m ist ein Baugenehmigungsverfahren nach Art. 60 BayBO erforderlich.

2.1.1.5 Gesamthöhe >50m: immissionsschutzrechtliche Genehmigung

Anlagen mit einer Gesamthöhe von mehr als 50 m benötigen eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung (Vgl. Nr.1.6 Spalte 2 des Anhangs 1 der Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen – 4. Bundesimmissionsschutzverordnung). Wegen der Konzentrationswirkung entfällt Erfordernis einer gesonderten Baugenehmigung.

2.1.1.6 Fazit

Kleinwindanlagen auf Dächern weisen in der Regel aufgrund von statischen Anforderungen Gesamthöhen <10 m auf und sind daher verfahrensfrei. Auch wenn kein Genehmigungsverfahren notwendig ist, können durch eine Abstimmung mit den zuständigen Behörden eventuell auftretende Probleme vorab geklärt werden. Um spätere Konflikte zu vermeiden, sollte vor der Baumaßnahme ein schriftliches Einverständnis der Nachbarn eingeholt werden⁷⁸, denn sie unterliegen zwar keiner Baurechtlichen Genehmigungspflicht, müssen aber ebenfalls öffentliche Belange wie etwa Lärmschutz, etc. einhalten. Falls Windkraftanlagen kein Genehmigungsverfahren nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG) benötigen, sind sie nach §22 BImSchG Abs.1 Nr. 1 und 2 zu errichten und betreiben, dass schädliche Umwelteinwirkungen verhindert werden, die nach dem Stand der Technik vermeidbar sind und nach dem Stand der Technik unvermeidbare schädliche Umwelteinwirkungen auf ein Mindestmaß beschränkt werden. Siehe auch Kapitel 2.1.7.

Es ist empfehlenswert daher vor der Bauantragsstellung bzw. im Fall von verfahrensfreien Vorhaben im frühen Planungsstadium der Kleinwindkraftanlage mit dem Beratungszentrum der Lokalbaukommission Kontakt aufzunehmen.

⁷⁸ C.A.R.M.E.N. e.V. (2015): Kleinwindkraftanlagen, Hintergrundinformationen und Handlungsempfehlungen

2.1.2 Bauplanungsrecht

Das Baugesetzbuch (BauGB) stellt unterschiedliche bauplanungsrechtliche Anforderungen an Kleinwindkraftanlagen in Abhängigkeit von deren Lage. Des Weiteren wird zwischen selbständigen Hauptanlagen und untergeordneten Nebenanlagen unterschieden.

Die Zulässigkeit der Windkraftanlagen wird im Baugesetzbuch unter §§ 29 ff. geregelt. Dieses unterscheidet die Umgebung in drei verschiedene Bereiche:⁷⁹

- Existierender Bebauungsplan (beplanter Innenbereich) §30 BauGB
- Kein existierender Bebauungsplan (unbeplanter Innenbereich) §34 BauGB
- Außenbereich §35 BauGB

Gebietsumgriffe der Bebauungspläne im Stadtgebiet und entsprechende weiterführende Informationen dazu sind im Geoportail der Stadt München hinterlegt.

2.1.2.1 Kleinwindanlagen im Geltungsbereich eines qualifizierten Bebauungsplans (sog. beplanter Innenbereich - § 30 Abs. 1 BauGB)

Kleinwindkraftanlagen sind im Geltungsbereich von qualifizierten Bebauungsplänen planungsrechtlich zulässig, wenn sie den darin enthaltenen Festsetzungen insbesondere bezüglich Art und Maß der baulichen Nutzung nicht widersprechen und ihre Erschließung gesichert ist (Vgl. § 30 Abs. 1 BauGB).

Erfüllt ein Bebauungsplan nicht die Voraussetzungen nach § 30 Abs. 1 BauGB, so beurteilt sich die Zulässigkeit von Kleinwindkraftanlagen nach § 30 Abs. 3 BauGB i. V. m. § 34 BauGB (sog. Einfacher Bebauungsplan). Ein einfacher Bebauungsplan liegt daher vor, wenn eine der in § 30 Abs.1 BauGB geforderten Festsetzungen fehlt (Art und das Maß der baulichen Nutzung, die überbaubare Grundstücksfläche und die örtlichen Verkehrsflächen). Die nicht festgesetzten Parameter werden dann von der maßgeblichen Umgebungsbebauung abgeleitet. Ein Vorhaben ist dann zulässig, wenn es die Festsetzungen des einfachen Bebauungsplans einhält, sich in die Eigenart der näheren Umgebung einfügt und die Erschließung gesichert ist.

Wenn im Bebauungsplan keine speziellen Festsetzungen zur Errichtung von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien existieren, sind Kleinwindkraftanlagen bezüglich der Art der Nutzung zulässig, wenn sie nicht den allgemeinen Festsetzungen des Bebauungsplans hinsichtlich der Art der Gebietsnutzung oder sonstiger Festsetzungen widersprechen (Vgl. §§ 2 bis 11, 18,19, 21 und 23 BauNVO). Bebauungspläne können von der Website der Landeshauptstadt München abgerufen werden.

⁷⁹ Müller et al (2015): Kleinwindenergieanlagen, die Genehmigungslage in Deutschland und deren Einsatz an Bildungseinrichtungen. S. 53

Es ist darauf zu achten, dass Kleinwindkraftanlagen die nach § 18 BauNVO in Bebauungsplänen festgesetzte Höhe nicht überragen. Nach § 31 BauGB können von den Festsetzungen des Bebauungsplans Ausnahmen zugelassen werden, die im Bebauungsplan nach Art und Umfang ausdrücklich vorgesehen sind. Des Weiteren darf unter gewissen Voraussetzungen von den Festsetzungen des Bebauungsplanes befreit werden, wenn die Abweichung auch unter Würdigung nachbarlicher Interessen mit den öffentlichen Belangen vereinbar ist.

2.1.2.2 Im Zusammenhang bebauter Ortsteil, für den kein qualifizierter Bebauungsplan existiert (sog. unbeplanter Innenbereich) nach § 34 BauGB

Kleinwindkraftanlagen, die sich innerhalb von im Zusammenhang bebauten Ortsteilen befinden, für die kein Bebauungsplan existiert, sind unter den Voraussetzungen des § 34 BauGB planungsrechtlich zulässig.

Wenn die Eigenart der näheren Umgebung keinem Baugebiet der BauNVO entspricht, sind die Kleinwindkraftanlagen nach § 34 Abs.1 S.1 BauGB zulässig, wenn sie sich hinsichtlich der Art und des Maßes der Nutzung sowie hinsichtlich der Bauweise und der überbaubaren Grundstücksfläche in die Eigenart der näheren Umgebung einfügen und die Erschließung gesichert ist.

Entsprechen dahingegen die Gebiete, in denen die Kleinwindkraftanlagen errichtet werden, einem der Baugebiete der BauNVO (Reines Wohnen, allgemeines Wohnen, urbanes Gebiet etc.) wird die Zulässigkeit der Anlagen im Hinblick auf die Art der Nutzung allein danach beurteilt, ob die Anforderungen nach § 2 bis 11 BauNVO erfüllt werden (§ 34 Abs. 2 BauGB). Im Übrigen beurteilt sich die Zulässigkeit der Kleinwindkraftanlagen danach, ob sie sich nach § 34 Abs. 1 BauGB in die Eigenart der näheren Umgebung einfügen.

Nach § 34 Abs. 1 S. 2 BauGB dürfen Kleinwindkraftanlagen das Ortsbild nicht beeinträchtigen. Zudem müssen gesunde Wohn- und Arbeitsverhältnisse gewahrt bleiben. Die untere Bauaufsichtsbehörde entscheidet im Einzelfall, ob das Ortsbild von der Kleinwindkraftanlage beeinträchtigt wird und ob gesunde Wohn- und Arbeitsverhältnisse gewahrt bleiben.

Die Art der Flächennutzung kann dem Flächennutzungsplan des Referats für Stadtplanung und Bauordnung München entnommen werden. Online ist dieser über das [geoportal München](#) Verfügbar.

2.1.2.3 Außenbereich nach § 35 BauGB

Laut § 35 Abs. 1 Nr. 5 BauGB sind Kleinwindkraftanlagen im Außenbereich zulässig, wenn keine öffentlichen Belange entgegenstehen und ihre Erschließung gesichert ist. Damit zählen Kleinwindkraftanlagen zunächst zu privilegierten Vorhaben.

In Bayern gilt nach Art. 82 Abs. 1 BayBO die sogenannte 10-H-Regel, die in der Regel eine Entprivilegierung derjenigen Kleinwindkraftanlagen bewirkt, die einen Mindestabstand des Zehnfachen ihrer Anlagenhöhe zu geschützten Wohngebäuden nicht einhalten.

Nach Art. 82 Abs. 2 BayBO wird die Höhe der Anlage aus der Narbenhöhe zuzüglich des Rotorradius berechnet und bemisst sich der Abstand von der Mitte des Mastfußes der Anlage bis zum nächstgelegenen Wohngebäude, das zulässigerweise errichtet wurde oder errichtet werden kann.

Zu den nach Art. 82 Abs. 1 BayBO schützenswerten Wohngebäuden zählen:

- Wohngebäude in Bebauungsplänen nach § 30 BauGB
- Wohngebäude innerhalb im Zusammenhang bebauter Ortsteile nach § 34 BauGB
- Wohngebäude im Geltungsbereich von einer Außenbereichssatzungen nach § 35 Abs.6 BauGB, sofern in diesen Wohngebäuden nicht nur ausnahmsweise zulässig sind.
- Nach § 35 Abs. 1 Nr. 1 BauGB gelten untergeordnete Vorhaben von landwirtschaftlichen und gewerblichen Betrieben grundsätzlich als privilegiert und stellen somit eine Ausnahme von der in Bayern gültigen 10 H-Regelung dar.

2.1.2.4 Art der Anlage

Des Weiteren wird zwischen selbständigen Hauptanlagen und untergeordneten Nebenanlagen unterschieden.

Kleinwindkraftanlagen sind als **Hauptanlagen zu betrachten, wenn sie mehr als 50 % des erzeugten Stroms in das Netz zur öffentlichen Versorgung einspeisen**. Die Baunutzungsverordnung (BauNVO) definiert welche baulichen Anlagen in welchen Gebieten zulässig sind. Kleinwindkraftanlagen sind unabhängig von ihrer Größe als Gewerbebetriebe zu betrachten und somit in reinen Wohngebieten nicht zulässig. In allgemeinen Wohngebieten sind sie nur dann in Ausnahmefällen zulässig, wenn sie nicht stören.

Regelmäßig planungsrechtlich erlaubt sind als Hauptanlagen genutzte Kleinwindkraftanlagen in:

- Kleinsiedlungsgebieten (nur ausnahmsweise zulässig)
- Gebieten zur Erhaltung und Entwicklung der Wohnnutzung,
- Dorfgebieten,
- Mischgebieten,
- urbanen Gebieten,
- Kerngebieten,
- Gewerbegebieten,
- Industriegebieten und
- sonstigen Sondergebieten.

Kleinwindkraftanlagen können als **untergeordnete Nebenanlagen** im Sinne von § 14 Abs. 1 Baunutzungsverordnung (BauNVO) betrachtet werden, wenn sie

- dem Nutzungszweck der im Baugebiet gelegenen Grundstücke oder des Baugebiets selbst dienen,
- seiner Eigenart nicht widersprechen
- sich räumlich-gegenständlich der Hauptnutzung unterordnen und
- maximal 50 % des erzeugten Stroms in das Netz zur öffentlichen Versorgung einspeisen.

Als Nebenanlagen genutzte Kleinwindkraftanlagen können in allen Baugebieten (auch reinen Wohngebieten) zulässig sein.

Nach § 15 Abs.1 BauNVO sind bauliche Anlagen im Einzelfall unzulässig, wenn von ihnen Störungen oder Belästigungen ausgehen, die unzumutbar sind (**sogenanntes Rücksichtnahmegebot**). Somit dürfen Kleinwindkraftanlagen unabhängig von ihrer Nutzung als Haupt- oder untergeordnete Nebenanlagen nicht rücksichtslos gegenüber den Nutzungen der anliegenden Grundstücke sein. Beispielsweise **können Lärmimmissionen, Schattenwurf, unzumutbare Belastungen durch Drehbewegungen der Rotoren oder der sog. Discoeffekt im Einzelfall eine unzumutbare Belästigung darstellen.**

2.1.3 Bauordnungsrecht

Die allgemein geltenden Anforderungen an Objekte wie Kleinwindkraftanlagen werden in der BayBO unter Teil drei, Abschnitt II aufgeführt und hier sowie im Kapitel 2.1.4 noch genauer erläutert.

2.1.3.1 Abstandsflächen

Für Windkraftanlagen gelten die nach der Bayerischen Bauordnung (BayBO) festgelegten Abstandsflächen hinsichtlich Gebäude und Grundstücksgrenze. Dies wird damit begründet, dass von Windkraftanlagen wie auch von Gebäuden eine Wirkung ausgeht.⁸⁰

2.1.3.2 Verunstaltungsverbot

Kleinwindanlagen sind nach Art. 8 BayBO so zu gestalten, dass sie weder verunstaltend wirken noch das Straßen-, Orts- und Landschaftsbild verunstalten.

⁸⁰ Hinweise zur Planung und Genehmigung von Windkraftanlagen 2011 S.19 f.

2.1.3.3 Verkehrssicherheit

Nach §14 BayBO müssen bauliche Anlagen und die umliegenden unbebauten Flächen verkehrssicher sein und dürfen den öffentlichen Verkehr nicht beeinträchtigen oder gefährden. Das bedeutet, dass der Verkehr und Personen bspw. nicht durch sich bewegende Teile der Anlage oder durch herabfallende Eisansätze im Winter beeinträchtigt oder verletzt werden dürfen. Diese Regelung schließt somit eine Pflicht zur regelmäßigen Instandhaltung mit ein.

Bei Windkraftanlagen muss außerdem der Luftverkehr nach dem Luftverkehrsgesetz (LuftVG) mitberücksichtigt werden.

Das Gebiet der Stadt München liegt weder in den Anflugsektoren noch in einem Umkreis von 4 km der Start- und Landebahnen des Flughafen München. Somit sind die angegebenen Höhen in §12 Luftverkehrsgesetz (LuftVG), ab denen die Zustimmung der Luftfahrtbehörde notwendig ist, nicht von Bedeutung.

Nach §14 LuftVG müssen im Normalfall alle Bauwerke über 100 m Höhe über der Erdoberfläche nur mit Zustimmung der Luftfahrtbehörde genehmigt werden. Wenn die Spitze einer Anlage auf natürlichen oder künstlichen Bodenerhebungen die höchste Bodenerhebung im Umkreis von mehr als 100 m überschreitet, muss die Anlage ab einer Höhe von 30 m ebenfalls zuerst von der Luftfahrtbehörde genehmigt werden. Als Umkreis zählt im Normalfall ein Radius von 1,6 km. Nur wenn der Punkt näher als 10 km von einem Flughafenbezugspunkt (dieser entspricht der Mitte einer Start- oder Landebahn) entfernt liegt, gilt die Höhe des Flughafenbezugspunktes. Nach §15 LuftVG gelten die §12 bis 14 auch für Masten und andere Anlagen. Wenn die Genehmigung nicht von der Baugenehmigungsbehörde erteilt wurde, ist eine Zustimmung der Luftfahrtbehörde nötig. Wenn die zulässige Höhe überragt wird, kann die Luftfahrtbehörde nach §16 LuftVG fordern, dass die Anlagen oder Bauwerke auf die zulässige Höhe abgetragen werden. In §16a LuftVG ist festgelegt, dass die Anlage bei Bedarf geeignet gekennzeichnet werden muss. Nach §18a dürfen keine Flugsicherungseinrichtungen durch das Bauwerk oder die Anlage gestört werden. Gegebenenfalls muss die Anlage so verändert werden, dass keine Beeinträchtigung vorliegt. Das Bundesaufsichtsamt ist für die Entscheidung zuständig und teilt diese der Genehmigungsbehörde bzw. wenn keine Genehmigung notwendig ist, dem Bauherrn direkt mit.⁸¹

Weitere Anforderungen gemäß Bauordnung sind im folgenden Kapitel direkt zusammen mit den Technischen Maßnahmen aufgeführt.

⁸¹ § 12 ff. Luftverkehrsgesetz (LuftVG)

2.1.4 Sicherheitsanforderungen und technische Maßnahmen

2.1.4.1 Blitzschutz

Nach §44 BayBO müssen Anlagen, bei denen Blitzeinschläge leicht eintreten können oder zu schweren Folgen führen können, einen Blitzschutz besitzen, der dauerhaft wirksam ist. Bei Kleinwindkraftanlagen ist durch die exponierte Lage ein erhöhtes Blitzeinschlagsrisiko gegeben. Bei Anlagen, die auf Dächer montiert sind, trifft das besonders zu.⁸²

Der Blitzschutz kann in einen äußeren und einen inneren Blitzschutz unterschieden werden, Der äußere Blitzschutz kann vorgeschrieben werden. Er dient dazu, die Anlage vor Blitzeinschlägen zu schützen, die sonst direkt in diese einschlagen würden. Einerseits kann die Anlage selbst als Fangeinrichtung verwendet werden, dann ist sie selbst aktiver Teil des Blitzschutzes und dementsprechend nicht geschützt. Wenn die Anlage einen besseren Schutz erhalten soll, kann eine externe Fangeinrichtung installiert werden. Dabei ist zu beachten, dass die vorgeschriebenen Trennungsabstände von der Kleinwindkraftanlage zu Bauteilen und Kabeln, über die Blitzströme abgeleitet werden, eingehalten werden. Die Errichtung eines solchen Blitzschutzes ist mit einem höheren finanziellen Aufwand verbunden als bei der ersten Variante.

Für den inneren Blitzschutz gibt es im Allgemeinen keine Pflicht. Er soll die elektrischen oder elektronischen Komponenten der Anlage vor Spannungsüberschlägen, die durch die Blitzströme verursacht werden, schützen. Eine zu schützende Komponente wäre hier beispielsweise der Wechselrichter. Zum einen kann ein Überspannungsschutz vor dem Wechselrichter verbaut werden, der die Höhe eines Blitzstroms aushält. Zum anderen kann ein angepasster Überspannungsschutz installiert werden, durch den nur geringe Induktionsströme fließen.

Ist die Windkraftanlage auf Gebäuden montiert, muss darauf geachtet werden, dass der Blitzschutz der Windanlage das Gebäude nicht beeinträchtigt. Es kann sinnvoll sein, die Windkraftanlage in den Blitzschutzkonzept des Gebäudes miteinzubinden.⁸³

2.1.4.2 Sturmsicherung

Wie im Kapitel [Technische Bestandteile](#) schon erwähnt, ist eine Sturmsicherung nötig, um die Windkraftanlage vor Sturmschäden zu bewahren. Die Anlage kann dabei abgeschaltet, gebremst oder anderweitig gesichert werden.

Aktive Sicherungssysteme funktionieren über die Messsensorik und brauchen eine Kontrollfunktion, die in die Anlagensteuerung eingebunden ist. Oft besitzen die Anlagen eine Drehzahlüberwachung, sodass ab einer bestimmten Drehzahl die Anlage gebremst oder abgeschaltet wird. Dadurch wird verhindert, dass zu große Kräfte auf die Windkraftanlage wirken, denen die Anlage nicht standhält. Es ist dabei auch möglich, die Rotorblätter aktiv zu verdrehen, dass durch das Umströmen keine Auftriebskraft mehr wirkt,

⁸² Twele, J. et.al. (2013): Empfehlungen zum Einsatz kleiner Windenergieanlagen im urbanen Raum, S.69

⁸³ Twele, J. et.al. (2013): Empfehlungen zum Einsatz kleiner Windenergieanlagen im urbanen Raum, S. 49

der Rotor dadurch gebremst wird und stehen bleibt. Die Verdrehung der Rotorblätter wird Pitch genannt. Bei Kleinwindkraftanlagen wird als Sturmsicherung oft eine Bremse per Kurzschluss, teilweise auch manuell, ausgelöst.⁸⁴

Die Pitchfunktion gibt es auch als passives Sicherungssystem. Dabei ist keine Drehzahlüberwachung nötig. Die Rotorblätter verdrehen sich ab einer bestimmten Windgeschwindigkeit durch eine geeignete aerodynamische Konstruktion oder durch Wind- und Fliehkräfte automatisch. Die Windkraftanlage muss dabei nicht vollständig zum Stehen kommen, sie kann dadurch auch eine automatische Drehzahlbegrenzung erhalten. Diese Funktion wird teilweise auch Blattspitzenbremse genannt. Bei Kleinwindkraftanlagen ist diese Art der Sturmsicherung eher selten. Häufig wird die Sturmsicherung als sogenannte Helikoptersicherung realisiert. Dabei klappt durch ein Gelenk zwischen Generator und Windfahne der gesamte Rotor ab einer bestimmten Windgeschwindigkeit automatisch in die horizontale Ebene, in eine Stellung, wie man sie von Helikoptern kennt. Eine sehr ähnliche Funktion ist die Eklipsen-Regelung. Im Gegensatz zur Helikoptersicherung wird der Rotor allerdings nicht um eine horizontale Achse, sondern um eine vertikale Achse geklappt. Der Wind strömt den Rotor somit nicht mehr frontal von vorne an, sondern von der Seite.⁸⁵

Allgemein ist die Sturmsicherung in die Konstruktion des Windrads integriert und muss nicht zusätzlich hinzugefügt werden.

2.1.4.3 Brandschutz

Nach §12 BayBO (Bayerische Bauverordnung) müssen bauliche Anlagen so angeordnet, geändert und instandgehalten werden, dass „[...] der Entstehung eines Brandes und der Ausbreitung von Feuer und Rauch vorgebeugt wird“. Löscharbeiten sollen nicht behindert werden und Menschen und Tiere sollen gerettet werden können.

2.1.4.4 Statik und Montage

Nach §10 BayBO muss die Anlage selbst standsicher sein. Außerdem muss die Standsicherheit anderer baulicher Anlagen, so auch die des Gebäudes, auf dem die Kleinwindkraftanlage möglicherweise befestigt ist, gewährleistet sein. Deshalb sollte bei dachmontierten Anlagen explizit die Statik des Daches bzw. des Gebäudes geprüft werden, sodass das Gebäude dem Gewicht und den Lasten durch den Betrieb standhält. Es ist ebenso beim Errichten, bei Änderungen und beim Abbauen darauf zu achten, dass die Standsicherheit nicht gefährdet wird.

Für die Berechnung des Gebäudedachs und des Fundaments kann die Norm DIN EN 1055-4 verwendet werden. Dabei werden alle Gewichtskräfte und ebenso die dynamischen Windlasten, die auf den Rotor wirken und über den Mast an das Fundament oder das

⁸⁴ Twele, J. et.al. (2013): Empfehlungen zum Einsatz kleiner Windenergieanlagen im urbanen Raum, S.34

⁸⁵ Jüttemann P. (2019) Kleinwind-Marktreport 2020 Version 6

Gebäude übertragen werden, betrachtet. Je nachdem in welcher Schneelastzone sich der betrachtete Ort befindet, werden bestimmte Schneelasten miteingerechnet.

Die Kleinwindenergieanlage kann entweder fest mit dem Dach verbunden werden (feste Dachanbindung) oder durch zusätzliche Ballastierung nur auf das Dach aufgesetzt werden (freie Aufständering). Durch zusätzlichen Ballast am Fuß des Masts wird die Standsicherheit bei der freien Aufständering gewährleistet. Das können entweder zusätzliche Gewichte oder auch die vorhandene Dachbedeckung, bspw. Kies, sein. Vorteilhaft ist hier, dass die oberste Dachhaut nicht durchdrungen werden muss und ein späteres Abbauen leichter realisierbar ist. Allerdings muss auf eine genügend große Tragfähigkeit des Gebäudes durch den zusätzlichen Ballast und eine gleichmäßige Verteilung der Last, z.B. durch Bautenschutzmatte, geachtet werden. Oft ist für die Wärmedämmung des Daches nur eine bestimmte Druckbelastung zulässig, welche nicht überschritten werden darf. Wenn die Windenergieanlage bspw. durch mehrere Verschraubungen fest mit dem Dach verbunden wird, ist die Last, die durch das Gebäude abgetragen werden muss, niedriger. Allerdings muss die Dachhaut durchdrungen und zum Schutz vor Feuchtigkeit oder Nässe wieder abgedichtet werden. Das bedeutet mehr Aufwand beim Errichten und Abmontieren der Anlage. Bei der festen Dachanbindung müssen nicht nur die Sicherheiten für Druckbelastung geprüft werden, sondern auch für Zuglasten. Diese können v.a. an den Befestigungspunkten, die dem Wind zugewandt sind, auftreten.

Die Standsicherheit der Kleinwindkraftanlage selbst, d.h. der Rotor und der Mast, kann über die Norm DIN EN 61400-2 berechnet werden.⁸⁶



Abbildung 48: Dachmontage mit Ballastierung⁸⁷ und Dachmontage mit fester Anbindung⁸⁸

⁸⁶ Twele, J. et al. (2013): Empfehlungen zum Einsatz kleiner Windenergieanlagen im urbanen Raum, S.44f, 68

⁸⁷ Müller, B. et al. (2015): Kleinwindenergieanlagen, die Genehmigungslage in Deutschland und deren Einsatz an Bildungseinrichtungen

⁸⁸ <https://www.braun-windturbinen.com/galerie/gallery-antaris-5-7kw-de/>

2.1.4.5 Eisfall und Eiswurf

Bei entsprechend winterlichen Bedingungen kann sich an den Rotorblättern von Windenergieanlagen Eis bilden, welches bei der Rotation entweder nach unten fällt oder je nach Windgeschwindigkeit in unvorhersehbare Richtungen „geschleudert“ werden kann. Bei Großanlagen wird die Vereisung durch entsprechende Sensorik erkannt und die Anlage abgeschaltet. Bei KWEA gibt es solche Sensorik in der Regel nicht, da die Kosten hierfür nicht in Relation zur Gesamtinvestition der Anlage stehen. Es gibt sogenannte Anti-Freeze Folien, die die Entstehung von Eischichten auf den Rotorblättern verhindern sollen. In einer Untersuchung am Standort Lichtenegg in Österreich von verschiedenen Folien und KWEA konnten die Folien jedoch den Eiswurf und Eisabfall nicht zuverlässig verhindern, sodass hier definitiv noch Entwicklungsbedarf seitens der Hersteller besteht.⁸⁹

Aktuell kann die Vereisung also nur behelfsmäßig anhand der Messung von anderen meteorologischen Größen wie Temperatur und Luftfeuchte geschätzt werden. Die Vorhersagen der Vereisung sind damit in der Regel ungenau, sodass hier des Öfteren die Begutachtung durch den Betreiber erforderlich ist.

2.1.4.6 Integration in die Netzinfrastruktur

Wenn der erzeugte Strom als Wechselstrom zur Verfügung gestellt oder in das öffentliche Netz eingespeist werden soll, ist ein Wechselrichter notwendig. Der Wechselrichter sollte speziell auf die Kleinwindenergieanlage eingestellt oder für diese entwickelt worden sein. Dadurch können möglichst gute Wirkungsgrade erreicht werden und Verluste vermieden werden. Oft wird von dem Hersteller der Anlage ein passender Wechselrichter angeboten oder empfohlen. Je nach den Technischen Anschlussbedingungen des regionalen Netzbetreibers muss der Anschluss gewählt werden. Diese sind für Neuanlagen in der VDE 4105 festgelegt. Wenn die Anlage eine Leistung von mehr als 4,6 kVA besitzt, ist eine dreiphasige Einspeisung vorgeschrieben. Unterhalb der genannten Leistung kann der Strom einphasig in das Netz eingespeist werden.⁹⁰

Um die Menge des erzeugten und eingespeisten Stroms zu erfassen, ist eine Zähleinrichtung notwendig. Der Erntezähler wird meist am ungezählten Strompfad direkt am Hausanschlusskasten angeschlossen. Dadurch werden Leistungsverluste und höhere Kosten für größere Kabellängen vermieden. Beim Anschluss des Erntezählers am ungezählten Strompfad kann der bisherige Bezugszähler vorhanden bleiben. Wenn der Erntezähler am gezählten Strompfad hinter dem vorhandenen Bezugszähler angeschlossen wird, muss der Bezugszähler gegen einen Zweirichtungszähler getauscht werden. Diese Anschlussart ist vor allem bei teilweisem Eigenverbrauch mit Einspeisung des überschüssigen Stroms von Vorteil.

⁸⁹ Leonhartsberger et al. (2019): Entwicklung von Beurteilungsmethoden für den Einsatz von Kleinwindenergieanlagen in urbaner Umgebung, S.98

⁹⁰ Twele, J. et.al. (2013): Empfehlungen zum Einsatz kleiner Windenergieanlagen im urbanen Raum, S.48, 50

Die EVUs übernehmen allgemein die Kosten für neue Zähler. Es kann jedoch Grenzwerte geben, über die die Energieversorgungsunternehmen Auskunft geben können. Die Anmeldung eines neuen Zählers erfolgt über einen Elektriker, der diesen auch installiert.⁹¹

2.1.5 Naturschutzrecht

Für Kleinwindanlagen gilt ebenfalls das Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG). Im Innenbereich finden einige dieser Anwendungen jedoch keine unmittelbare Anwendung §18 BNatSchG. Vorschriften, welche europaweit geschützte Tier und Pflanzenarten betreffen, gelten jedoch unmittelbar §44 BNatSchG. Ob einem Vorhaben artenschutzrechtliche Verbote nach §44 BNatSchG widersprechen wird in Bayern mit einer speziellen artenschutzrechtlichen Prüfung (saP) begutachtet. Die größte Relevanz haben hierbei Verstöße gegen das Verletzungs- und Tötungsverbot bei Kollision von Tieren mit den Rotorblättern. Eine Erhöhung dieses Risikos ist jeweils im Einzelfall in Bezug auf die Lage der Windkraftanlage zu klären.⁹²

Informationen zur Verbreitung und Prüfung eines Vorkommens vor Ort können bei der unteren Naturschutzbehörde eingeholt werden. Häufig reichen hier auch Potenzialabschätzungen und worst-case-Annahmen aus. Falls eine erste Relevanzprüfung ergeben sollte, dass eine nach europäischem Recht geschützte Art gefährdet ist, wird eine Ausnahmegenehmigung zum Bau der Anlage benötigt.

Gebäudebrüter und Fledermäuse sowie deren Nist- und Zufluchtsstätten sind besonders streng geschützt. Bauarbeiten während der Brutzeit und der Jungenaufzucht sind unzulässig. Ist eine Erhaltung der Nistplätze nicht möglich, muss eine Ausnahmegenehmigung von § 45 BNatSchG bei der höheren Naturschutzbehörde beantragt werden. Die Ausnahmegenehmigung wird in der Regel mit Auflagen versehen, wie z.B. die Schaffung von Ersatzquartieren.

Ferner ist in München häufig die Bauumschutzverordnung von Relevanz und es ist auf Schutzgebiete zu achten; ggf. bei Umsetzung in Wäldern kann auch Waldrecht einschlägig sein.

2.1.6 Denkmalschutzrecht

Nach Art. 6 Bayerisches Denkmalschutzgesetz (BayDSchG) besteht eine Erlaubnispflicht für Kleinwindkraftanlagen auf Baudenkmalern, im Ensemble und im Nähebereich von Bau- und Bodendenkmälern. Der Erlaubnisantrag ist bei der unteren Denkmalschutzbehörde zu stellen. Entscheidend sind die Umstände des Einzelfalls.

⁹¹ Ebenda, S.51f

⁹² Gemeinsame Bekanntmachung der Bayerischen Staatsministerien des Innern, für Bau und Verkehr, für Bildung und Kultus, Wissenschaft und Kunst, der Finanzen, für Landesentwicklung und Heimat, für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie, für Umwelt und Verbraucherschutz, für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten sowie für Gesundheit und Pflege über die Hinweise zur Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen (WEA) (Windenergie-Erlass – BayWEE) vom 19. Juli 2016 (AllMBl. S. 1642); Punkt 8.4

Nach Art. 6 Abs. 2 Satz 2 BayDSchG kann die Erlaubnis versagt werden, soweit das Vorhaben zu einer Beeinträchtigung des Wesens, des überlieferten Erscheinungsbilds oder der künstlerischen Wirkung eines Baudenkmals führen würde und gewichtige Gründe des Denkmalschutzes für die unveränderte Beibehaltung des bisherigen Zustands sprechen.

Boden-, Bau-, Ensemble- und Landschaftsprägende Denkmäler sind ebenfalls im [Energieatlas Bayern](#) oder [bayrischen Denkmatalas](#) enthalten.

2.1.7 Immissionsschutz

Wie schon beschrieben, sind nur Anlagen mit einer Gesamthöhe von mehr als 50 m sind nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BlmschG) genehmigungspflichtig.

Es ergeben sich aber dennoch Anforderungen an den Immissionsschutz, insbesondere im Hinblick auf das Rücksichtnahmegebot (§ 15 BauNVO) sowie nach § 22 Abs. 1 BImSchG.

2.1.7.1 Schallschutz (TA Lärm)

Anforderungen

Hinsichtlich des Schallschutzes gelten je nach Gebiet unterschiedliche einzuhaltende Immissionsrichtwerte (vgl. Tabelle 8). Diese dürfen allerdings durch die Gesamtheit aller auf einen Immissionsort (z.B. ein benachbartes Wohnhaus) einwirkenden Anlagen nicht überschritten werden, sodass sich unter Berücksichtigung einer Vorbelastung durch andere, im urbanen Raum, meist vorhandene Anlagen, die in der Nachbarschaft einzuhaltenden Richtwerte in der Regel um 6 dB(A) verringern.

Tabelle 8: Richtwerte der TA-Lärm

Art des Gebietes	Tags (6-22 Uhr)	Nachts (22-6 Uhr)	IRWA der KWEA nachts
Industriegebiete	70 dB(A)	70 dB(A)	64 dB(A)
Gewerbegebiete	65 dB(A)	50 dB(A)	44 dB(A)
Kern-, Dorf-, und Mischgebiete	60 dB(A)	45 dB(A)	39 dB(A)
Allg. Wohngebiete u. Kleinsiedlungsgebiete	55 dB(A)	40 dB(A)	34 dB(A)
Reine Wohngebiete	50 dB(A)	35 dB(A)	29 dB(A)
Kurgebiete, Krankenhäuser, Pflegeanstalten	45 dB(A)	35 dB(A)	29 dB(A)

(IRWA= zulässiger Immissionsrichtwertanteil unter Berücksichtigung der Vorbelastung bzw. weiterer Anlagen (entspricht dem Immissionsrichtwert – 6 dB(A))

Datenlage und Eigenschaften KWEA hinsichtlich Schallemissionen

Für die Bewertung seitens des Immissionsschutzes ist vor allem die Angabe des Schallleistungspegels durch den Hersteller oder auf dem Bericht der Zertifizierung wichtig. Zu beachten ist zudem, dass der Schallleistungspegel der Anlagen mit der Windgeschwindigkeit steigt (vgl. Abbildung 50). Die Leistungspegel sind sehr anlagenspezifisch, sodass immer unabhängige Messwerte vorliegen sollten. Aufgrund des finanziellen Aufwandes für die Hersteller gibt es diese aber nur für wenige Anlagen.

Kleinwindanlagen die nach IEC 61400-11, MCS oder AWEA zertifiziert sind, enthalten immer Werte einer unabhängigen Schallmessung. In den Zertifizierungen gemäß MCS und AWEA wird der Schallleistungspegel jeweils bei einer Windgeschwindigkeit von 8 m/s auf Nabenhöhe angegeben. In Tabelle 9 sind beispielhaft Ergebnisse von Zertifizierungen und Langzeittests angegeben.

In der Realität können je nach Standort höhere Windgeschwindigkeiten auftreten. Eine klare Vorgabe zur Bezugswindgeschwindigkeit gibt es nicht.

Tabelle 9: Ausgewählte Anlagen mit unabhängigen Messwerten zum Schallleistungspegel

Anlage	Anlagenart	Nennleistung @11 m/s	Schallleistungspegel dB(A) @8m/s
Venco Twister	vertikal	0,6 kW	76 ⁹³
Amperius VK 250	vertikal	5,0 kW	80,2 ⁹⁴
EvanceR900	horizontal	5,0 kW	88,8
Windsport	horizontal	1,5 kW	77,7
Windsport 3.5	horizontal	3,2 kW	84,6
Tozzi Nord	horizontal	10 kW	84,8
DS300	vertikal	1,4 kW	85,4

Ein Blick auf die gemessene Windgeschwindigkeitsverteilung am Standort kann Aufschluss geben, wie häufig die Windgeschwindigkeit beispielsweise höher als 8 m/s ist. Leider sind zudem die Angaben beziehungsweise Diagramme der Hersteller und auch der Zertifizierungen nicht einheitlich, sodass eine Vergleichbarkeit teilweise nicht gegeben ist (vgl. Abbildung 49 und Abbildung 50). Im Hinblick auf mögliche KWEA Projekte im urbanen Bereich sind vor allem die notwendigen Abstände zu schutzbedürftigen Räumen der KWEA von Interesse. Diese Abstände und auch die Abhängigkeit zur Windgeschwindigkeit wurde bei den Diagrammen aus den Zertifizierungen berücksichtigt, sodass man relativ schnell die notwendigen Abstände bei einer bestimmten Windgeschwindigkeit ablesen kann.

⁹³ Twele, J. (2011): Anlagendynamik von Kleinwindenergieanlagen, Vortrag BWE Fachtagung Kleinwindenergie 2011

⁹⁴ Leonhartsberger et al. (2019): Entwicklung von Beurteilungsmethoden für den Einsatz von Kleinwindenergieanlagen in urbaner Umgebung

Planung, Auslegung und Betrieb

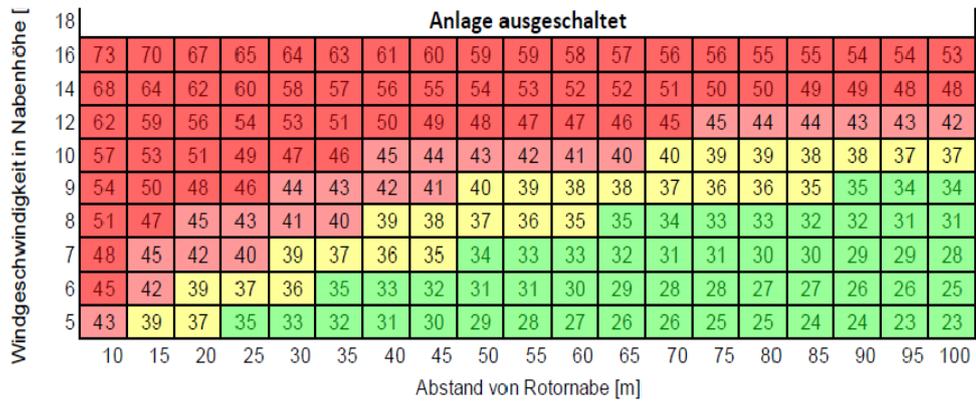


Abbildung 49: Schallemissionskarte Vertikalläufer VK250 ⁹⁵

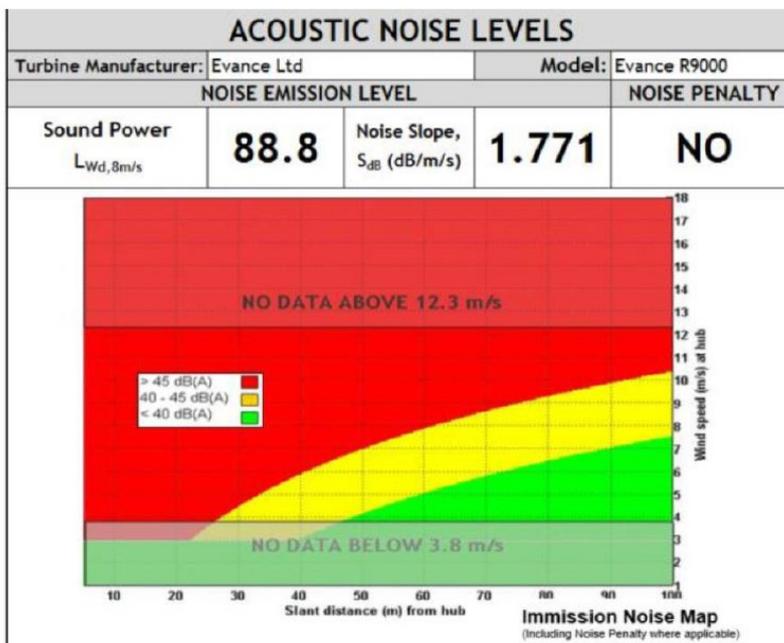


Abbildung 50: Angabe zu Schallemissionen auf der Zertifizierung für MCS

⁹⁵ ebenda

Fazit

Nur für wenige Anlagen liegen unabhängige Messungen des Schallleistungspegels oder entsprechende Diagramme zur Bestimmung der Mindestabstände vor. Im Sinne des Immissionsschutzes ist eine Vorbelastung in der Nachbarschaft mit einzurechnen, was zu großen Abständen insbesondere in Gebieten mit hohem Schutzanspruch (z.B. Wohngebiet oder Kurgebiet) führt. Diese Distanzen sind in der Regel in/zu diesen Gebieten nicht einzuhalten.

Der Nachweis, dass die zu errichtende Kleinwindanlage die Anforderungen der TA Lärm einhalten kann, müsste im Rahmen der Planung/ Genehmigung der Anlage durch eine den Anforderungen der TA Lärm entsprechende Schallimmissionsprognose erfolgen, wenn eine Abschätzung auf Grundlage der Abstände zur Nachbarschaft sowie des Schallleistungspegels der Anlage ergibt, dass die Einhaltung der reduzierten Immissionsrichtwerte für die Nachtzeit nicht sicher gewährleistet werden kann.

Daher sind die Schallemissionen der Anlagen ein wesentliches Hindernis bei der Potenzialumsetzung.

Tabelle 10: Richtwerte der TA-Lärm und abgeleitete Abstände aus Abbildung 49

Art des Gebietes	IRWA nachts	Notwendiger Abstand LWA 80 dB
Industriegebiete	64 dB(A)	<10 m
Gewerbegebiete	44 dB(A)	25 m
Kern-, Dorf-, und Mischgebiete	39 dB(A)	45 m
Allg. Wohngebiete u. Kleinsiedlungsgebiete	34 dB(A)	75 m
Reine Wohngebiete	29 dB(A)	130 m

2.1.7.2 Körperschall und Schwingungen

Wird eine KWEA auf dem Dach installiert, kann es zu einer Einleitung von Schwingungen in die Tragstruktur kommen. Diese Schwingungen resultieren entweder aus Massenunwuchten, (z.B. ein Rotorblatt ist schwerer als andere) oder aus aerodynamischen Unwuchten. Massenunwuchten lassen sich durch die Auswahl von qualitativ hochwertigen Anlagen vermeiden, da professionelle Anlagen entsprechend ausgewuchtet sein sollten.⁹⁶

Aerodynamische Unwuchten entstehen, wenn die Rotorblätter nicht symmetrisch angeordnet oder angeströmt werden. Diese treten bei vertikalen KWEA aufgrund der Konstruktionsart unweigerlich auf. Daher wird bei den meisten vertikalen KWEA die Verbindung zum Mast ist mit einem sog. Entkoppler „flexibel“ gestaltet (siehe Abbildung 51 rechts) die Anbindung an die Dachhaut ist ebenso gedämpft gelagert. Bei horizontalen Anlagen mit fester Dachanbindung werden meist „Gummipuffer“ eingesetzt, um die Einleitung von Schwingungen in die Tragstruktur zu minimieren. Eine weitere Möglichkeit besteht im Monitoring des Schwingungsverhaltens und entsprechender Abschaltung der Anlagen, wenn Grenzwerte überschritten werden. Einige Anlagen- und Wechselrichterhersteller bieten hierfür passende Lösungen an.⁹⁷

Wissenschaftlich untersucht wurde die Verbindung Mast/Gebäude bisher nicht oder nur in einem geringen Rahmen. Das liegt auch daran, dass Messergebnisse eines spezifischen Systems (Gesamtheit aus Gebäude, Mast und Rotor) schwer zu vergleichen sind, da es die Aufzeichnung aller einwirkenden dynamischen Lasten und zusätzlich detaillierte Kenntnisse über die Tragstruktur erfordern würde.⁹⁸



Abbildung 51: Dachmontage einer 1,3 kW vertikalen KWEA auf dem Dach der Berufsschule Weiden i.d. Opf.⁹⁹

⁹⁶ Müller, B. et al. (2015): Kleinwindenergieanlagen, die Genehmigungslage in Deutschland und deren Einsatz an Bildungseinrichtungen

⁹⁷ Twele, J. et.al. (2013): Empfehlungen zum Einsatz kleiner Windenergieanlagen im urbanen Raum

⁹⁸ Leonhartsberger et al. (2019): Entwicklung von Beurteilungsmethoden für den Einsatz von Kleinwindenergieanlagen in urbaner Umgebung

⁹⁹ EUSAG AG (2017): Strom aus Klein-Windkraft-Anlagen

2.1.7.3 Lichtreflexionen/Schattenwurf

Auch durch Schattenwurf sowie Reflexionen an den Rotorblättern können optische Immissionen entstehen.

Die Art und Stärke der Reflexionen hängt im Wesentlichen von der Oberflächenbeschaffenheit der Rotoren ab. Matte Oberflächen weisen in der Regel deutlich geringere Reflexionsgrade auf. Der Hersteller sollte hier auf jeden Fall eine Aussage liefern können.

Ob und inwiefern durch eine KWEA hervorgerufene Lichteffekte eine schädliche Umwelteinwirkung haben, kann durch eine Schattenwurfprognose untersucht werden. Als Grenzwerte gelten maximale Beschattungsdauern von 30 Stunden pro Kalenderjahr und darüber hinaus 30 Minuten pro Kalendertag. Problematische Zeiten des Schattenwurfs, z.B. bei Beeinträchtigung von Wohnbebauung können auch regelungstechnisch verhindert werden. Diese „Abschaltautomatik“ ist bei größeren Anlagen mehrfach im Einsatz.¹⁰⁰

Mehr Information hierzu:

„Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windenergieanlagen“ des Länderausschusses für Immissionsschutz“

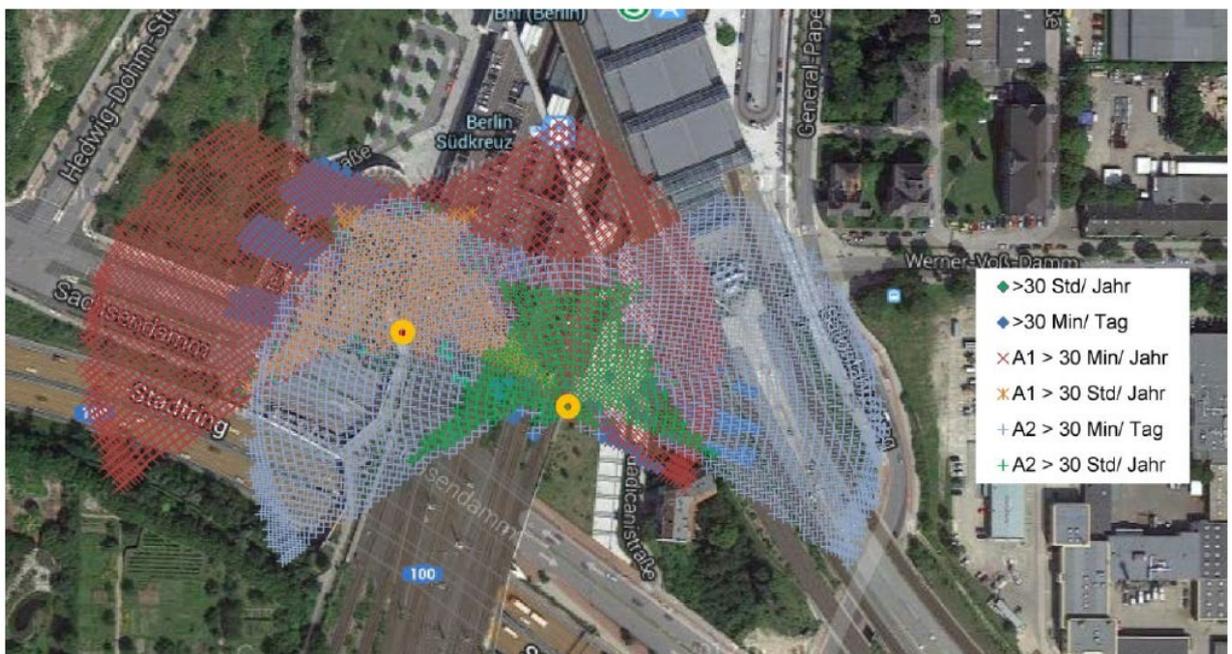


Abbildung 52: Schattenwurfanalyse für einen Standort in Berlin¹⁰¹

¹⁰⁰ Müller, B. et al. (2015): Kleinwindenergieanlagen, die Genehmigungslage in Deutschland und deren Einsatz an Bildungseinrichtungen

¹⁰¹ ebenda

2.1.8 Fazit

Bei der Planung von KWEA sind eine Vielzahl von Aspekten zu berücksichtigen. In Bezug auf die Ertragsabschätzung zu Beginn der Planung ist vor allem die fehlende Datengrundlage zu nennen. Es empfiehlt sich bei ernsthaftem Interesse hier eine Windmessung am Standort durchzuführen, welche jedoch schon mit Kosten verbunden ist.

Aus rechtlicher Sicht gibt es eine Vielzahl von Anforderungen welche voraussichtlich in großen Teilen des Stadtgebietes nicht eingehalten werden können (z.B. Immissionsschutz in Wohngebieten). Hinzu kommt, dass sicherheitsrelevante Aspekte wie Eiswurf bei den hier betrachteten Anlagen nicht gänzlich, oder nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand, verhindert werden kann.

Zu weiteren Praxisfragen wie der Schalleinleitung in Bauwerke und der damit ggf. einhergehenden Beeinträchtigung gibt es leider keine verlässlichen Daten, anhand derer man dies ausfließen könnte.

2.2 Anlagenauswahl für die Stadt München

Für Kleinwindkraftanlagen im Stadtgebiet ergeben sich aus vorherigen Kapiteln diverse Anforderungen, die für eine Auswahl der Anlage berücksichtigt werden müssen. Unabhängig von der Art der Installation der Anlage sollte daher auf folgendes geachtet werden:

- Unabhängige Testergebnisse für Schallemissionen, Leistungskurve und Ertrag sollten vorliegen (Zertifizierung, Dauertest wie in Lichtenegg, siehe Kapitel 1.1.2)
- Niedriger Schalleistungspegel
- niedrige Einschaltgeschwindigkeit haben, ca. 2,0 m/s – 3,0 m/s
- für einen Schwachwindstandort ausgelegt sein (Leistungskurve)
- möglichst leicht und einfach zu installieren zu sein
- der Hersteller sollte Referenzen benennen können
- Komplettpaket aus Mast, KWEA und Fundament/Dachanbindung
- Angaben zur Dämpfung/Schwingungen

2.2.1 Freistehende Anlagen

Zunächst erscheinen freistehende Anlagen im Stadtfinneren aufgrund der Bebauungsdichte unrealistisch. In Industrie und Gewerbegebieten gibt es mögliche Flächen für eine Aufstellung. Die KWEA müssen für akzeptable Windverhältnisse auf Masten angebracht werden, deren Höhe mindestens die der umliegenden Gebäude oder Bäume überragen sollte. In den meisten Gebieten Münchens wären dies in etwa 20 – 25 m. Da man bei der Installation ohnehin eine neue Tragstruktur spezifisch für die KWEA erstellt (z.B. Fundament oder Abspannung) gibt es auch keine Beschränkung der möglichen Leistung wie z.B. bei Dachmontage (Statik des Daches). Einige Hersteller bieten hier Komplettpakete mit verschiedenen Masthöhen an (z.B. Easywind 6).

2.2.2 Dachanlagen

Demnach ist die Dachinstallation die primäre Aufstellungsart. Hierbei sind insbesondere Flachdächer interessant, da hier die Installation und auch die Erreichbarkeit für Wartung und Instandhaltung deutlich einfacher ist als bei anderen Dachformen. Aufgrund der Rotorgröße und ggfs. der benötigten Fläche zur Abspannung von Masten kommen in der Regel nur Anlagen der Leistungsklasse 1,5 – 5,0 kW in Frage. Insbesondere bei vertikalen Anlagen ist das Gewicht ein beschränkender Faktor. So wiegt die Amperius VK250 mit 5 kW Nennleistung ca. 880 kg. Im Vergleich dazu ist die Horizontale Anlage Schachner SW05 mit ebenso 5 kW Nennleistung mit 340 kg deutlich leichter.¹⁰²

Horizontale Anlagen mit 5 kW Nennleistung weisen meist einen Rotordurchmesser von ca. 5 m auf, hinzukommt ein Mast mit ca. 7 m Höhe, welcher abgespannt werden muss. Für Masten in dieser Höhe werden dann ca. 50 m² Dachfläche benötigt. Unter der Annahme einer Aufständerung auf zwei am Dach befestigten Trägern mit 6 m Länge, einer Turmhöhe von 7 m und einer maximalen Dachlast von 2.500 N/m² ist maximal ein Rotordurchmesser von knapp unter 4 m akzeptabel. (siehe Abbildung 53) Diese Grenze wird auch als sinnvoll für die Installation auf Flachdächern gesehen. Bei den weitverbreiteten Satteldächern wird wie im Kapitel 1.3.3 beschrieben die Installation auf dem First empfohlen, entsprechend ist die verfügbare Fläche für den Lasteintrag geringer und somit die mögliche Größe der KWEA beschränkt.

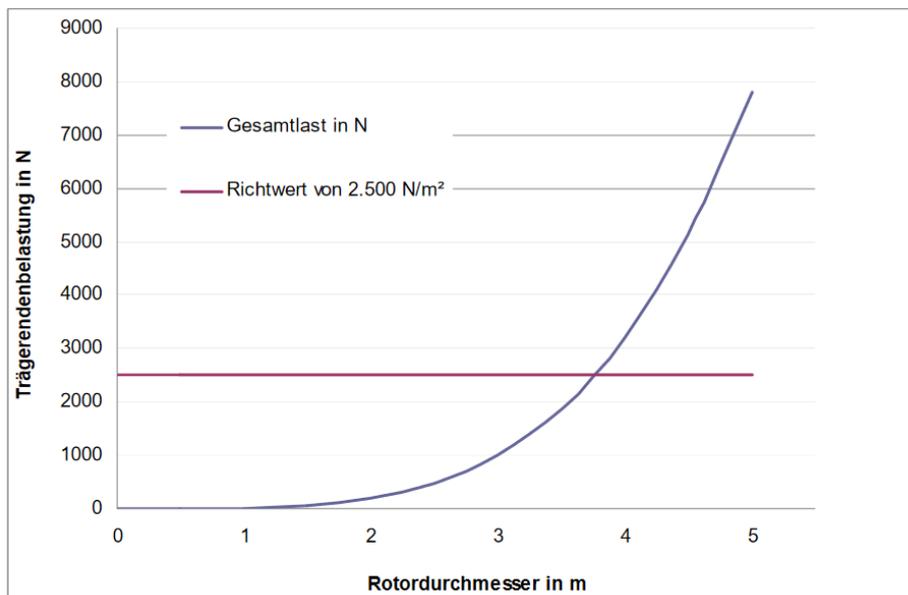


Abbildung 53: Rotordurchmesser und Kraffteinwirkung auf die Dachkonstruktion ¹⁰³

¹⁰² Leonhartsberger et al. (2019): Entwicklung von Beurteilungsmethoden für den Einsatz von Kleinwindenergieanlagen in urbaner Umgebung

¹⁰³ Twele, J. (2009). Dachanbindung von kleinen Windenergieanlagen. Welche Anlagengröße vertragen die Dächer?

3 Wirtschaftlichkeit

3.1 Wirtschaftlichkeitsfaktoren

Im Folgenden wird auf die maßgebenden Einflussfaktoren der Wirtschaftlichkeit von KWEA eingegangen:

Technische Eigenschaften KWEA

Hierbei sind insbesondere die allgemeine Anlagengröße, das Gewicht und Leistungskurve zu nennen. Während Gewicht und Größe v.a. Auswirkungen auf die Installation und die notwendige Unterkonstruktion haben, beeinflusst die Leistungskurve vor allem den Energieertrag.

Standortspezifische Eigenschaften

Hierrunter fällt in erster Linie das verfügbare Windpotenzial am Standort. Nachrangig können für erschwerte Bedingungen zusätzliche Kosten entstehen (z.B. beengte Verhältnisse, sehr hoher Kran notwendig etc.). Siehe dazu **Kapitel 1.3**.

Strombezugskosten

Wird der erzeugte KWEA - Strom selbst genutzt, spart sich der Verbraucher die Kosten für den Strom aus dem öffentlichen Netz, den er sonst verbrauchen würde. Je nach Art der Verbraucher und Höhe des Verbrauchs können hierbei sehr große Unterschiede auftreten. Für private Haushalte sind aktuell Arbeitspreise von 30 ct/kWh gängig, bei größeren Energieintensiven Unternehmen kann dieser Arbeitspreis bis auf 13 ct/kWh sinken.

Hinzukommt je nach Anlagengröße eine Abgabe in Höhe von 40% der EEG – Umlage auf selbstverbrauchten Strom. Die EEG-Umlage wurde für das Jahr 2021 auf 6,5 ct/kWh festgelegt. Der verringerte Betrag beläuft sich somit auf 2,6 ct/kWh (2021).¹⁰⁴

Allerdings sind nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) Anlagen, die eine installierte Leistung kleiner als 30 kW besitzen und wenn der Eigenverbrauch maximal 30.000 kWh jährlich beträgt, von der Umlagepflicht ausgenommen.

Um Gewinne durch die KWEA erzeugen zu können, müssen die Strombezugskosten niedriger liegen als die Stromgestehungskosten.

104

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2020/20201015_EEGUmlage.html

Wirtschaftlichkeit

EEG-Vergütung für eingespeisten Strom

Wenn der erzeugte Strom in das Netz eingespeist wird, kann für Kleinwindkraftanlagen bis zu einer Leistung von 100 kW eine feste EEG-Vergütung bezogen werden. Allgemein muss laut EEG der Strom, der aus regenerativen Energiequellen erzeugt worden ist, vom Netzbetreiber abgenommen werden. Für Windkraftanlagen unter 50 kW installierter Leistung kann für den gesamten Förderzeitraum von 20 Jahren eine erhöhte Vergütung in Anspruch genommen werden. Diese beläuft sich aktuell auf knapp 8 ct/kWh. Konkret wurde diese für Anlagen <50 kW, die 2021 in Betrieb gegangen sind, auf 7,59 ct/kWh festgelegt.¹⁰⁵

Eigenverbrauchsanteil

Wie schon beschrieben, unterscheiden sich die EEG – Vergütung und die vermiedenen Stromkosten bezogen auf die Kilowattstunde deutlich. Im Falle eines privaten Haushalts, 30 ct/kWh zu 7,59 ct/kWh. Demnach ist ein möglichst hoher Eigenverbrauchsanteil anzustreben.

Eigentumsverhältnisse

Im wirtschaftlichsten Fall ist der Eigentümer der Anlage gleichzeitig auch der Verbraucher im gleichen Gebäude bzw. Verbraucher des erzeugten Stromes ohne Benutzung des öffentlichen Netztes.

Insbesondere bei Wohngebäuden in urbanen Raum ist das allerdings selten der Fall. Hier werden sogenannte „Mieterstrommodelle“ eingesetzt. Hier kommen durch das aufwändigere Messkonzept und dem Abrechnungsaufwand weitere Kosten hinzu. Um diese Mehrkosten auszugleichen, wurde unter anderem der Mieterstromzuschlag im EEG 2021 erhöht. Allerdings gilt dieser nur für Solaranlagen.

3.2 Beispielrechnungen

Die Wirtschaftlichkeit wird in Anlehnung an die VDI 2067 berechnet. Als Beispielanlage wird die nach MCS zertifizierte Anlage Britwind 9000 verwendet. Diese weist eine Nennleistung von 5,2 kW und einen Durchmesser von 5,5 m auf. Die standortspezifischen Daten wie Windgeschwindigkeit stammen aus stündlichen Messwerten der DWD Station München Stadt mit der ID 3379 der Jahre 2019 und 2020. Aus diesen wurde der mittlere Ertrag berechnet. Die Anschaffungskosten beruhen auf Herstellerangaben und Literaturwerten.

3.2.1 Investitionskosten

In den Anschaffungskosten sollten neben den Kosten für die eigentliche Anlage, Kosten für die diverse Gutachten sowie die Planung mit einfließen. Ebenso sind die Kosten für eine

¹⁰⁵ EnergieAgentur NRW (2021): Kleinwindenergieanlagen

Wirtschaftlichkeit

Ertragsmessung zu berücksichtigen. Die jährlichen Kapitalkosten wurden bezogen auf 20 Jahre und einem Zins von 2% angesetzt und betragen daher 2048.75 €.

Tabelle 11: Anschaffungskosten KWEA

	Summe [€]
Windmessung	1.000
Gutachten Statik	1.000
Lärm/Schattenwurf	1.500
Planung/Nebenkosten	2.500
Anlagenteile (KWEA, Wechselrichter, etc.)	27.500
Summe	33.500

3.2.2 Betriebskosten

Hierrunter fallen Kosten für Wartung und Reparatur, Versicherung und Miete für Zählerinrichtungen. Diese wurden mit 2% der Investitionskosten für Anlagenteile berücksichtigt. Diese belaufen sich daher auf **550 €/a**.

3.2.3 Erträge

Die energetischen Erträge der Windkraftanlage sind von der Anlagencharakteristik, v.a. der Leistungskurve, und dem Windangebot am Standort abhängig. Die verwendete Leistungskurve ist in Abbildung 54 dargestellt. Die verwendeten Häufigkeitsverteilungen können Abbildung 55 entnommen werden. Diese wurden auf Basis der Messwerte der DWD Station München Stadt (vorliegend bei 10 m Höhe) von 2019 berechnet. Die Umrechnung auf andere Nabenhöhen erfolgte durch TFT mit einer Rauigkeitslänge von 2.

Zur Berechnung der erwirtschafteten Erlöse wurde vom Strombezugskosten von 28 ct/kWh und der aktuellen EEG - Vergütung für Wind von 7,59 ct/kWh ausgegangen. (Anlage < 50 kW, Inbetriebnahme 2021)

Tabelle 12: Erträge für die DWD Station 3379 (München Stadt) bei verschiedenen Nabenhöhen

	2019	2020	Mittelwert	20 Jahre
Ertrag	kWh/a	kWh/a	kWh/a	kWh
DWD 3379 10 m	2.183	1.906	2.045	40.890
DWD 3379 20 m	5.098	4.532	4.815	96.300
DWD 3379 30 m	7.323	6.434	6.879	137.570
DWD 3379 40 m	8.923	7.911	8.417	168.340
DWD 3379 50 m	10.359	9.217	9.788	195.760
DWD 3379 60 m	11.379	10.150	10.765	215.290

Wirtschaftlichkeit

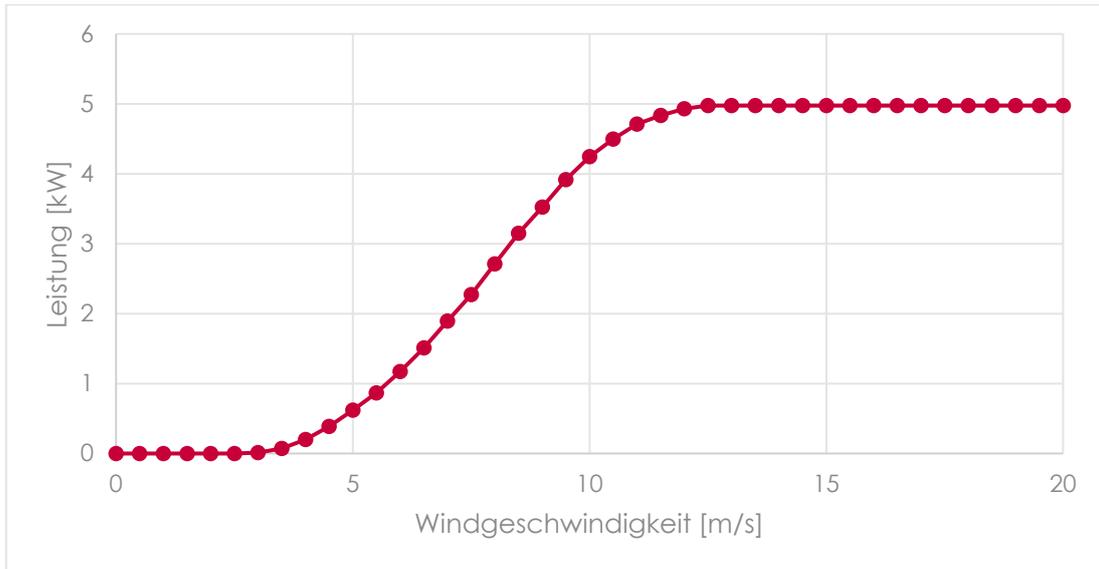


Abbildung 54: Leistungskurve Britwind 9000

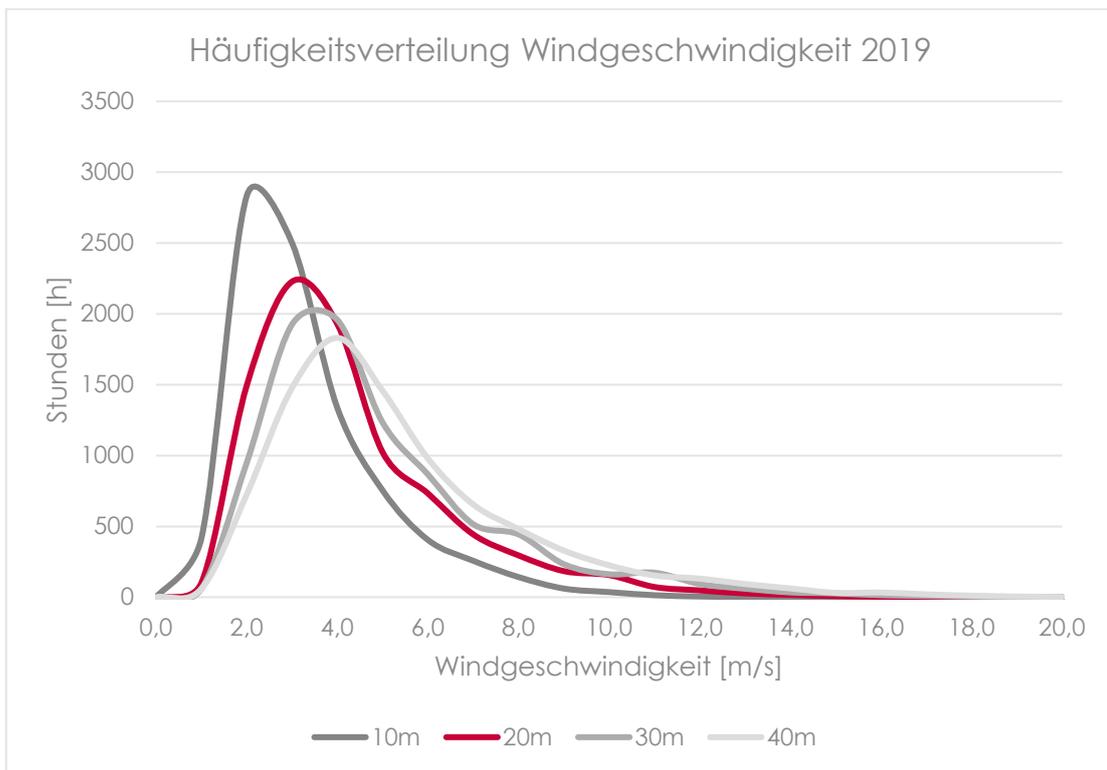


Abbildung 55: Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit DWD Station 3379 (München Stadt) 2019, Umrechnung auf verschiedene Höhen durch TFT

Wirtschaftlichkeit

3.2.4 Ergebnisse

3.2.4.1 Stromgestehungskosten

Betrachtungszeitraum	20 Jahre
Preissteigerung Energie	3 % p.a.
Kapitalkosten	40.975,00 €
Betriebskosten	14.778,71 €
Gesamtkosten	55.753,71 €

Die Stromgestehungskosten ermitteln sich aus der Summe der Kosten während der Lebensdauer (Summe Kapital- und Betriebskosten) geteilt durch die produzierte Energiemenge während der Lebensdauer.

Die Stromgestehungskosten für die einzelnen Nabhöhen sind in Abbildung 56 als Säulen dargestellt. Da die Kapitalkosten und die Betriebskosten für alle Höhen gleich sind, ergeben sich die Unterschiede vor allem durch die produzierte Strommenge. Die Geraden geben die mittleren Strombezugskosten über die nächsten 20 Jahre bei 3% Preissteigerung pro Jahr und verschiedenen aktuellen Strompreisen an. Beahlt man aktuell 20 ct/kWh (2021) ergibt sich damit ein mittlerer Strompreis von 27 ct/kWh über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren (hier die schwarze Gerade). Die Einspeisevergütung ist als gepunktete Gerade dargestellt. Anhand des Diagramms lassen sich folgende Aussagen treffen:

- Die Einspeisevergütung allein reicht selbst bei 60m Nabhöhe bei weitem nicht aus für einen wirtschaftlichen Betrieb
- Ein wirtschaftlicher Betrieb ist bei Nabhöhen ab 40m bei vollständigem Eigenverbrauch (Einsparung durch vermiedene Stromkosten) möglich.
- Mieterstromanlagen sind nicht wirtschaftlich (kein Zuschlag wie PV), die zusätzlichen Ausgaben für Messtellenbetrieb (ca. 100 €/Jahr und Teilnehmer) und einmalige Kosten von ca. 150 €/ Teilnehmer lassen sich nicht realisieren, wenn zeitgleich der angebotene Strompreis für die Mieter günstiger sein soll als herkömmliche Tarife.

Wirtschaftlichkeit

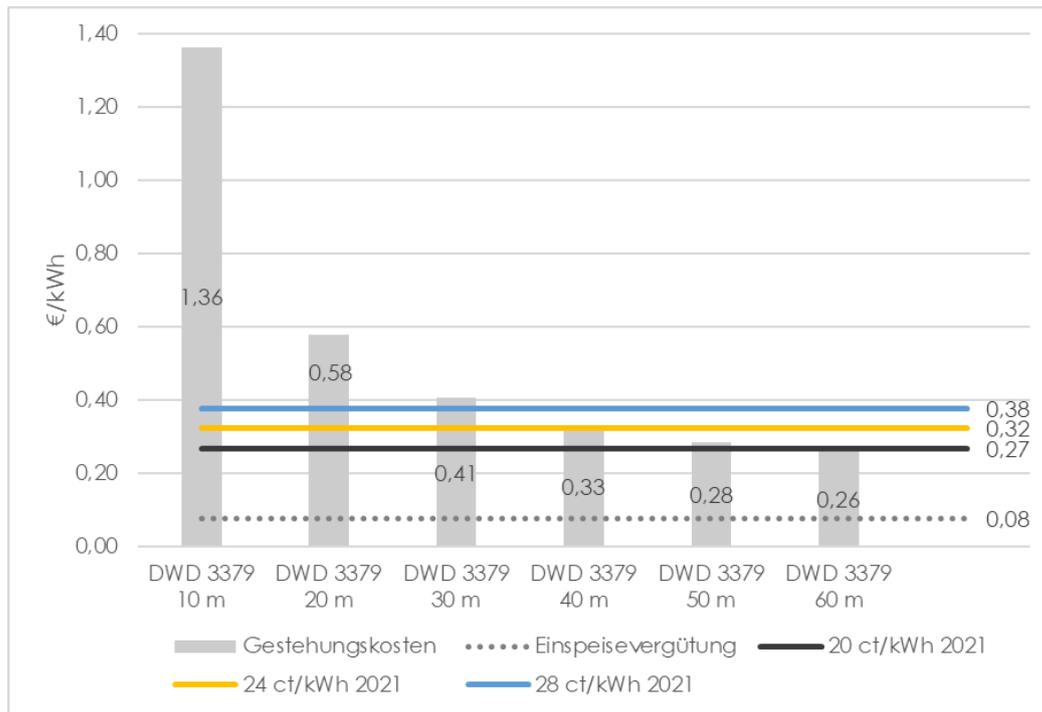


Abbildung 56: Stromgestehungskosten und mittlere Strombezugskosten /Einspeisevergütung

3.2.4.2 Amortisationszeit

In Abbildung 59 sind die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für mehrere Varianten aufgetragen. Variiert wurden sowohl der Eigenverbrauchsanteil als auch die Nabenhöhe (30 m Gelb, 40 m Blau, 50 m Grün und 60m Dunkelrot). Der Verlauf der Investitions- und Betriebskosten sind durch die hellrote Gerade dargestellt. Unter den gesetzten Randbedingungen ergibt sich ein wirtschaftlicher Betrieb nur für Anlagen mit einer Nabenhöhe $\geq 40\text{m}$ und einem Eigenverbrauchsanteil $> 75\%$.

Der Einfluss der Eigenverbrauchsquote ist enorm, da die EEG – Vergütung um ein Vielfaches niedriger ist als die Strombezugskosten. Beispielsweise wird bei einer Nabenhöhe von 60 m und 75 % Eigenverbrauchsanteil ein nahezu identisches Ergebnis wie bei 40 m Nabenhöhe und 100 % Eigenverbrauchsanteil erzielt.

Die Variation des Strombezugspreises kann in Abbildung 57 bis Abbildung 59 abgelesen werden. So ist bei den einem Strombezugspreis von 20 ct/kWh (Abbildung 59) nur noch die Variante auf 60 m Höhe und 100 % Eigenverbrauch wirtschaftlich (20 Jahre Amortisationszeit). Bei 24 Ct/kWh (Abbildung 58) trifft dies auch auf die Anlage auf 50 m Höhe und 100% Eigenverbrauch zu (Amortisationszeit 18 Jahre). Bei einer Südausgerichteten PV Anlage mit gleicher Leistung (5 kWp) und 24ct/kWh Strompreis, sowie 100% Eigenverbrauch liegt die Amortisationszeit bei ca. 7 Jahren.

Wirtschaftlichkeit

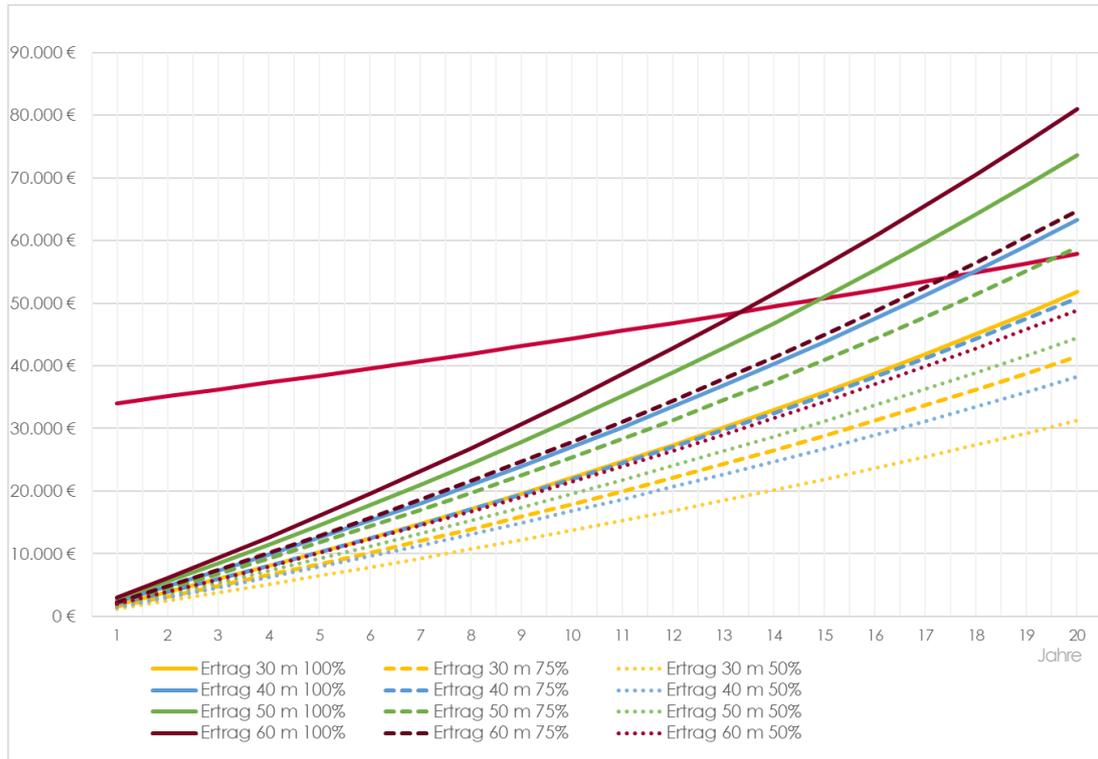


Abbildung 57: Amortisationszeit 5 kW Anlage bei verschiedenen Eigenverbrauchsanteilen und Nabelhöhen Strompreis 2021 **28 ct/kWh**

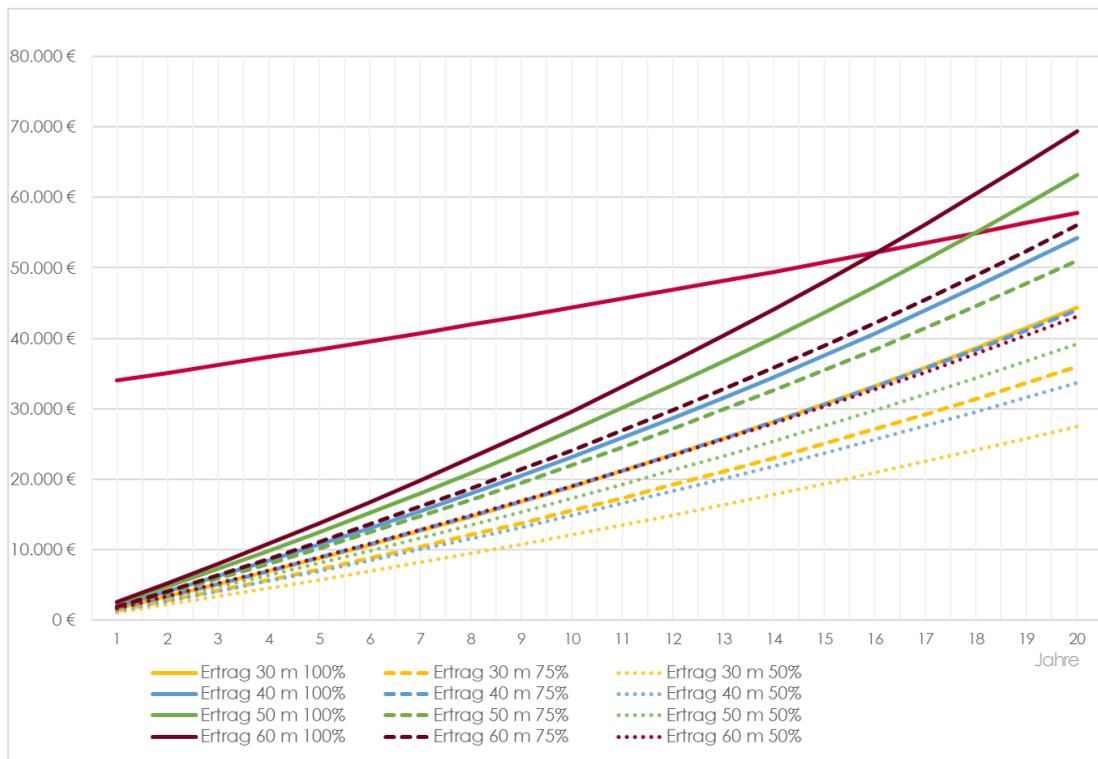


Abbildung 58: Amortisationszeit 5 kW Anlage bei verschiedenen Eigenverbrauchsanteilen und Nabelhöhen Strompreis 2021 **24 ct/kWh**

Wirtschaftlichkeit

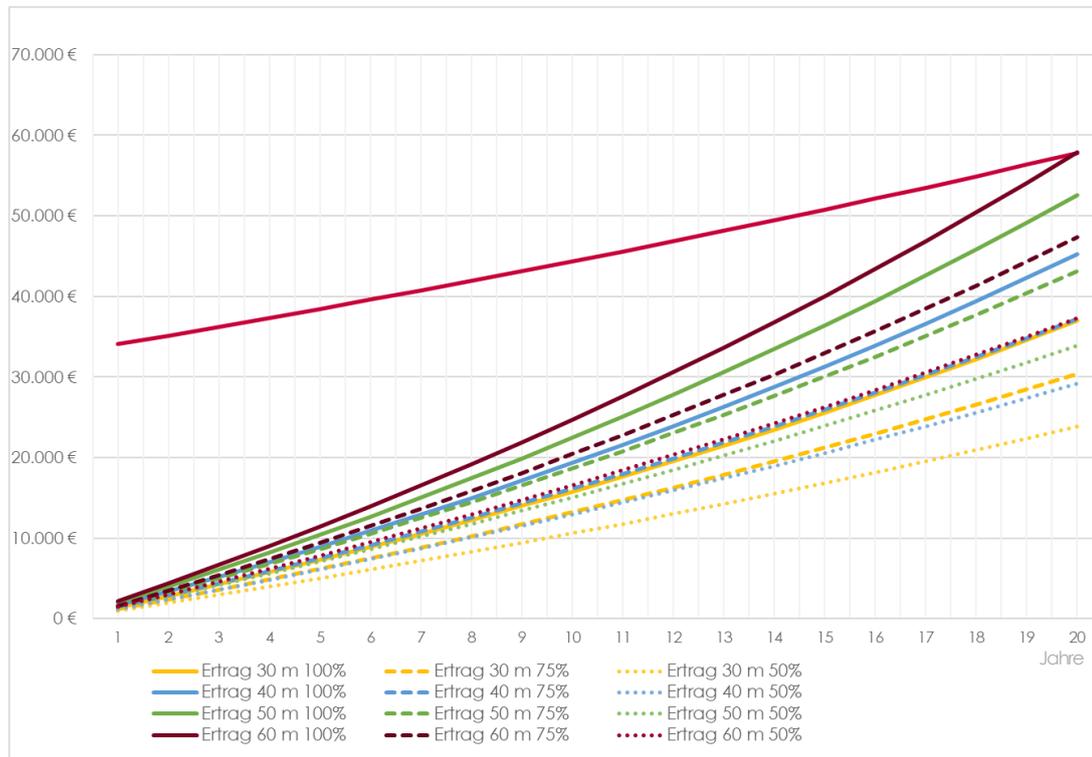


Abbildung 59: Amortisationszeit 5 kW Anlage bei verschiedenen Eigenverbrauchsanteilen und Nabelhöhen Strompreis 2021 **20 ct/kWh**

3.2.5 Fazit

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zeigt, dass ein wirtschaftlicher Betrieb von Kleinwindenergieanlagen von den Faktoren Energieertrag, Strombezugskosten und Eigenverbrauchsquote abhängt. Bei hohen vermiedenen Stromkosten (hohe Eigenverbrauchsquote (100%) und hoher Strompreis (28ct/kWh)) ist ab einer jährlichen Produktion von 8.500 kWh/a eine Amortisation von 17,5 Jahren möglich. Bezogen auf den Datensatz des DWD wäre dies in München bei Nabelhöhen von ca. 40 m möglich.

Gewerbebetriebe, die ohne zusätzliche Kosten für Mieterstrom den Strom vollständig selbstverbrauchen könnten, haben meist günstige Stromtarife, sodass hier ein wirtschaftlicher Betrieb nicht gegeben sein wird.

Bei Wohngebäuden ergeben sich durch die Notwendigkeit für Mieterstrom zusätzliche Kosten, die die Anlagen für den Energiedienstleister uninteressant machen. Falls Mieterstrom schon besteht, könnte eine KWEA eine sinnvolle Ergänzung sein.

In der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung werden aktuell keine Zuschüsse oder Förderungen berücksichtigt.

Wirtschaftlichkeit

3.3 Förderungen

3.3.1 KfW

Die KfW fördert mit ihrem Programm „Klimaschutzoffensive für den Mittelstand (293)“ Investitionen, die zur Verringerung, Vermeidung oder dem Abbau von Treibhausgasemissionen dienen. Darunter fällt auch die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien. Es können bis zu 100% der Kosten, maximal jedoch 25 Mio. € mit einem zinsgünstigen Darlehen in Verbindung mit einem sogenannten Klimazuschuss, der zum Ende des Jahres 2020 bis zu 6% betrug, gewährt werden. Förderberechtigt sind mittelständische Unternehmen (mit einem maximalen Jahresumsatz von 500 Mio. €, Unternehmen in mehrheitlichen Privatbesitz, auch kommunale Unternehmen und Einzelunternehmen) und Freiberufler. Die Kreditlaufzeit beträgt 5 bis 20 Jahre. Das Förderprogramm ist allerdings nicht mit einer Einspeisevergütung nach dem EEG für erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien kombinierbar.¹⁰⁶

Unter dem Förderprogramm „Erneuerbare Energien – Standard (270)“ der KfW können unter anderem Windkraftanlagen zur Stromerzeugung gefördert werden. Es kann dabei Privatpersonen, Unternehmen und öffentlichen Einrichtungen (auch kommunale Zweckverbände, jedoch keine Kommunen oder kommunale unselbständige Eigenbetriebe) ein zinsgünstiger Kredit in einer Höhe von bis zu 50 Mio. €, die bis zu 100% der Investitionskosten sein können, gewährt werden. Die Mindestkreditlaufzeit liegt bei 2 Jahren.¹⁰⁷

Mit dem Programm „BMU-Umweltinnovationsprogramm (230)“ der KfW können Unternehmen und öffentliche Einrichtungen (auch Kommunen und deren Eigenbetriebe oder Zweckverbände), dabei bevorzugt kleine und mittlere Unternehmen, bei Investitionen gefördert werden. Die Zuschüsse laufen über das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU). Laut Beschreibung sollen „innovative großtechnische Pilotvorhaben, die unsere Umwelt nachhaltig entlasten – Projekte mit Vorbildcharakter, die bisher nicht am Markt umgesetzt wurden“ unterstützt werden. Die Maßnahmen können unter anderem die Nutzung erneuerbarer Energien sowie umweltfreundliche Energieversorgung und -verteilung betreffen. Es bestehen zwei Möglichkeiten der Förderung. Zum einen kann ein Investitionszuschuss gewährt werden, der bis zu 30% der förderfähigen Kosten betragen kann. Zum anderen kann ein zinsverbilligter Kredit für höchstens 70% der förderfähigen Kosten gegeben werden. Das genannte Förderprogramm kann nicht mit einer Förderung nach dem EEG für dieselben förderfähigen Kosten kombiniert werden.¹⁰⁸

¹⁰⁶ [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/Foerderprodukte/Klimaschutzoffensive-fuer-den-Mittelstand-\(293\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/Foerderprodukte/Klimaschutzoffensive-fuer-den-Mittelstand-(293)/)

¹⁰⁷ [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/Foerderprodukte/Erneuerbare-Energien-Standard-\(270\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/Foerderprodukte/Erneuerbare-Energien-Standard-(270)/)

¹⁰⁸ [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/Finanzierungsangebote/BMU-Umweltinnovationsprogramm-\(230\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/Finanzierungsangebote/BMU-Umweltinnovationsprogramm-(230)/)

3.3.2 Förderprogramm Energieeinsparung (FES) München

Beim Förderprogramm Energieeinsparung (FES) München gibt zurzeit es eine sogenannte Innovationsprämie. Diese kann bis zu drei Monate nach der Fertigstellung beantragt werden. Eine Beantragung vor der Fertigstellung ist auch möglich. Gefördert werden dabei Maßnahmen, die

„nachweislich einen Beitrag zur Energie und CO2-Einsparung leisten, dabei einen erkennbaren Grad an Innovation aufzeigen, eine Impulswirkung generieren bzw. eine gewisse Übertragbarkeit auf andere Objekte erkennen lassen (Modellcharakter)“.

Darunter fallen auch Anlagentechniken mit Erneuerbaren Energien und die Umsetzung innovativer Energiekonzepte. Prototypen aus dem Bereich Forschung und Entwicklung sowie Eigenbauanlagen werden nicht gefördert.

Die Förderung kann je nach „Innovationsklasse“ 10 bis 30 Prozent der anrechenbaren Netto-Kosten und kann pro Antrag bis zu 200.000€ betragen. Die Mindestinvestition für die Maßnahme muss mindestens in einer Höhe von 3.000€ liegen.

Allerdings werden zurzeit marktübliche Kleinwindkraftanlagen vom FES-Team nicht als innovativ und deshalb im Rahmen der Innovationsprämie nicht als förderfähig betrachtet.

Laut Stadtratsbeschluss vom 19.01.2022 soll eine novellierte Fassung des Förderprogramms bis Ende 2022 vom Stadtrat beschlossen werden und in Kraft treten. Der Förderbestand "Innovationsprämie" ist zurzeit -also vorbehaltlich der Entscheidung des Stadtrates- in der novellierten Fassung des Förderprogramms nicht mehr vorgesehen.

4 Ertragspotenzial in München

4.1 Vorgehensweise

Zur Abschätzung des Ertragspotenzials in München wurde generell ein GIS- (Geoinformationssystem) basiertes Vorgehen angewendet, das Winddaten, beispielhafte Anlageneigenschaften und gebäudespezifische Eigenschaften wie Dachform und Höhe vereint. Die verwendeten Winddaten stammen aus den ortsgenauen Testreferenzjahren¹⁰⁹ des DWD, die gebäudespezifischen Parameter entstammen dem 3D-Modell der Stadt München. Anhand der Leistungskurve einer zertifizierten Anlage wurden für jeden km² der ortsgenauen Testreferenzjahre Erträge auf verschiedenen Nabenhöhen errechnet und den jeweiligen Gebäuden bzw. Dachflächen zugeordnet. Abbildung 60 zeigt schematisch die Vorgehensweise zur Abschätzung des Ertragspotenzials.

Nicht betrachtet wurden im Rahmen der Potenzialermittlung:

- Statische Eigenschaften einzelner Gebäude
- Lokale Wind- und Strömungsverhältnisse an/um einzelnen Gebäuden
- Abstände zwischen Gebäuden (z.B. Immissionsschutz)
- Tatsächliches Platzangebot auf dem Dach (bereits vorhandene Belegung)

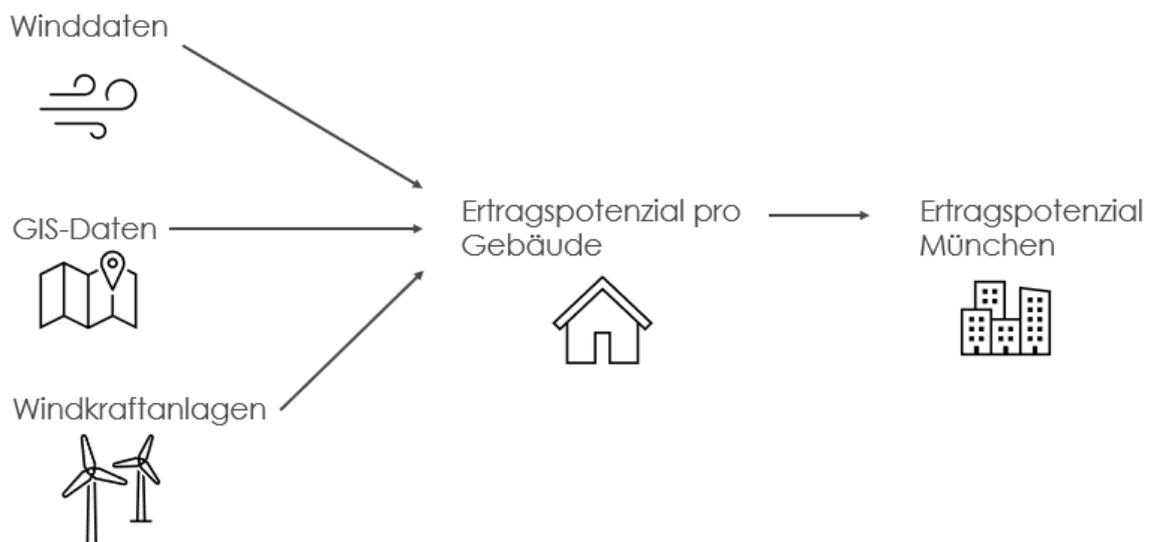


Abbildung 60: Schematische Vorgehensweise zur Abschätzung des Ertragspotenzials

¹⁰⁹<https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/forschung/programme/zb/Auftragsforschung/5EnergieKlima/Bauen/2013/testreferenzjahre/01-start.html;jsessionid=3ABB4DCB172800F5EF5BFB147A8B0A9C.live11313?pos=2>

4.1.1 Analyse der ortsgenauen Testreferenzjahre auf dem Stadtgebiet (Winddaten)

Für die Abschätzung des Ertragspotenzials werden detaillierte Winddaten benötigt, aus denen man eine Häufigkeitsverteilung ableiten kann. Die Quellen hierfür sind beschränkt. Es gibt die freiverfügbaren Messwerte des DWD für Station München Stadt, die beispielsweise für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit verwendet wurden. Flächendeckend für das gesamte Stadtgebiet gibt es noch den bayrischen Windatlas, der jedoch auf 10 m Höhe nur die mittlere Windgeschwindigkeit liefert, welche nicht ausreichend ist, um eine Häufigkeitsverteilung zu erstellen. Zudem sind die Daten nicht in einem Format verfügbar, mit dem eigenständige Berechnungen durchgeführt werden können. Es wurde sich daher für die Verwendung der ortsgenauen Testreferenzjahre des DWD entschieden, welche deutschlandweit Klimadaten für durchschnittliche Jahre in einem 1km x 1km Raster beinhalten. Diese können online über das des Klimaberatungsmoduls des DWD abgerufen werden.¹¹⁰

Die Daten für jeweils 1 km² werden über einen Rechtswert (RW) und Hochwert (HW) im Koordinatensystem Lambert konform konisch einem geographischen Ort zugeordnet. Die sogenannten „Gegenwarts-Testreferenzjahre“ mit Erstellungsjahr 2015 wurden auf Basis von Mess- und Beobachtungsdaten aus den Jahren 1995 bis 2012 erstellt. Die stündlich gemittelten Windgeschwindigkeiten und Windrichtungen, die pro 1km x 1km im Raster zur Verfügung stehen, wurden nicht jeweils gemessen, sondern mit Hilfe numerischer Wetter- und Klimamodelle aufgestellt. Diese berücksichtigen sowohl großräumige meteorologische Größen als auch die jeweilige Topographie. Die hohe regionale Genauigkeit wird unter anderem mit einer Anpassung an die regionale Oberflächenrauigkeit verbessert.¹¹¹



Abbildung 61: Schematische Darstellung Analyse TRY

¹¹⁰ <https://kunden.dwd.de/obt/>

¹¹¹ DWD (2017): Handbuch- Ortsgenaue Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse

4.1.2 Berechnung Ertrag

Für die Berechnung der erzeugten Strommenge wurde als Beispielanlage der Typ Britwind 9000 ausgewählt. Deren Leistungskurve ist im Kapitel 3.2.3 dargestellt. Die Anlage ist nach MCS zertifiziert und die Leistungskurve wurde in einem Dauertest ermittelt. Bei anderen Anlagentypen können sich entsprechend andere Erträge einstellen.

Für jeden km² - Datensatz des DWD wurden zunächst die Winddaten bei der Referenzhöhe von 10 m auf Nabenhöhen von 30, 40, 50 und 60 m anhand der logarithmischen Formel (siehe auch Kapitel 1.3.2) umgerechnet. Danach wurden anhand der Leistungskurve die jeweiligen Erträge für diese Nabenhöhen ermittelt und jedem Winddaten Raster als zusätzliche Parameter angefügt.

4.1.3 Zuordnung zu Gebäuden

Ziel war es für einzelne Gebäude oder vielmehr einzelne Dachflächen abzuschätzen, welchen Ertrag die Beispielanlage dort erzielen könnte. Hierfür lag das 3D-Modell der Stadt München im Detaillierungsgrad LOD2 vor. Diese beinhalten Informationen beispielsweise zur Art des Daches, deren Nutzung und geometrische Informationen wie Flächeninhalt und die Gebäudeumrisse selbst.

Aus den bereitgestellten Daten wurden die Gebäudehöhen durch TFT berechnet und als zusätzlicher Parameter hinzugefügt. In einem weiteren Schritt wurde in der GIS Software jedes Gebäude bzw. jede Fläche dem jeweiligen „Winddaten Raster“ zugeordnet in dem es sich befindet (siehe auch Abbildung 63). Anschließend wird in der GIS Software jedes Gebäude und Dachfläche, welche die Kriterien aus Kapitel 4.2.1 erfüllen, dem jeweiligen TRY-Raster zugeordnet, in dem es sich befindet.

Da aus dem vorherigen Schritt (Berechnung Ertrag) Erträge für jedes Raster auf verschiedenen Höhen vorliegen, kann der einzelnen Dachfläche nun entsprechend der spezifischen Dachhöhe ein Ertrag zugewiesen werden. Liegt die jeweilige Dachhöhe zwischen den Höhenschritten so wurden die Erträge interpoliert.

Ertragspotenzial in München

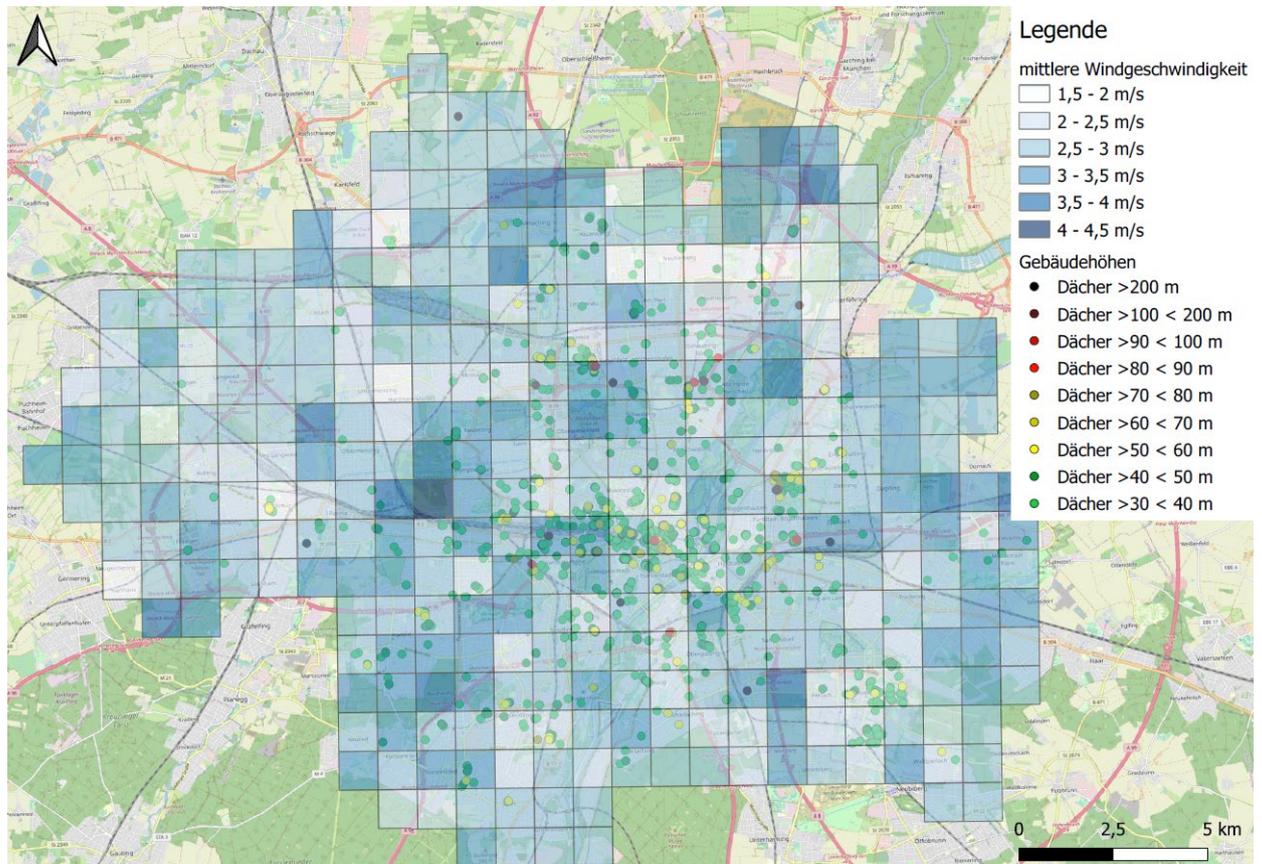


Abbildung 63: Zuordnung Dachflächen zum jeweiligen Raster

Ertragspotenzial in München

4.2 Auswertungen

4.2.1 Technisches Potenzial

Im technischen Potenzial sind die möglichen Erträge für alle Flachdächer, die höher als 20 m liegen und größer als 100 m² enthalten.

Flächenbedarf

Die Aufstellfläche für Masten wurde mit ca. 50 m² angesetzt. Um zusätzliche Dachaufbauten zu berücksichtigen, sollten die Dachflächen daher mindestens 100 m² groß sein. Für die Potenzialermittlung wurde davon ausgegangen, dass für jede weitere Anlage auf demselben Dach 500 m² benötigt werden. Das liegt daran, dass die Anlagen in einigen Abstand zueinanderstehen müssen, da sie sonst im „Windschatten“ des jeweils anderen liegen. Insbesondere dann, wenn die Anlagen in der Haupt-Windrichtung hintereinanderstehen. Für die Flächenermittlung von 500 m² wurde sich an Anhaltswerten für Abstände in größeren Windparks orientiert. Hier geht man von Abständen bis zu 5x Rotordurchmesser auf 10x Rotordurchmesser aus¹¹³. Im Falle der Beispielanlage mit 5,5 m Durchmesser ergäbe das eine Fläche von 1.500 m². Da aber bei entsprechender Geometrie und Orientierung auch Anlagenkonfigurationen in einer Linie sind, wurde der geschätzte Flächenbedarf deutlich reduziert.

Gebäudehöhe

Wie in Abbildung 64 und Abbildung 65 dargestellt liegt der Großteil der Flachdächer auf einer Höhe von 20 bis 30 m. Im Sinne zumindest akzeptabler Windverhältnisse wurde daher für das technische Potenzial eine Mindesthöhe von 20 m angenommen.

Technisches Potenzial: 27.000 MWh/a (ca. 6.750 Haushalte)

¹¹³NREL(2009): Land-Use Requirements of Modern Wind Power Plants in the United States

Ertragspotenzial in München

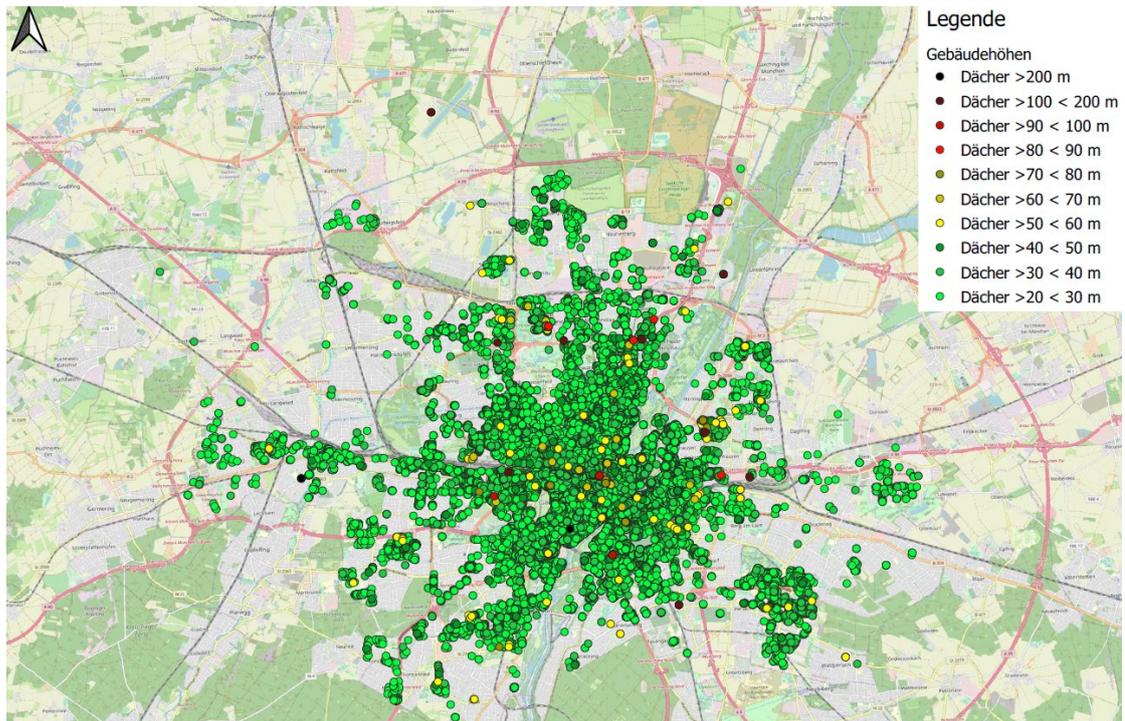


Abbildung 64: Auswertung Gebäudehöhen + Flachdach >20 m, Datengrundlage 3d Stadtmodell¹¹⁴

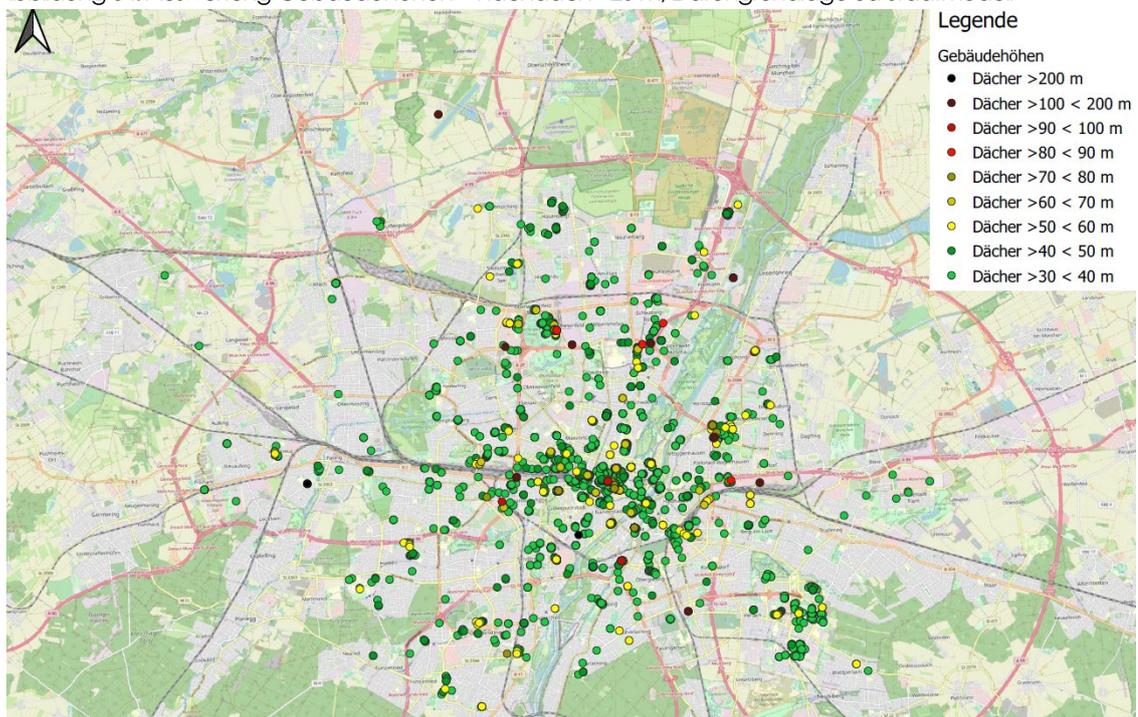


Abbildung 65: Auswertung Gebäudehöhen > 30 m + Flachdach, Datengrundlage 3d Stadtmodell¹¹⁵

¹¹⁴ Eigene Darstellung, Datengrundlage 3d Stadtmodell der Landeshauptstadt München

¹¹⁵ Eigene Darstellung, Datengrundlage 3d Stadtmodell der Landeshauptstadt München

4.2.2 Wirtschaftliches Potenzial

Das wirtschaftliche Potenzial ist die Summe der produzierten Strommenge von Anlagen, die mehr als 8.500 kWh/a erzeugen.

Dieser Wert ist ein Ergebnis aus der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung (siehe Kapitel 3) in der Anlagen mit 8.500 kWh/a produzierter Strommenge bei Strombezugskosten von 28 ct/kWh und 100% Eigenverbrauch gerade wirtschaftlich sind. Insgesamt erfüllen 257 Dachflächen diese Kriterien.

Wirtschaftliches Potenzial: 3.700 MWh/a (ca. 920 Haushalte)

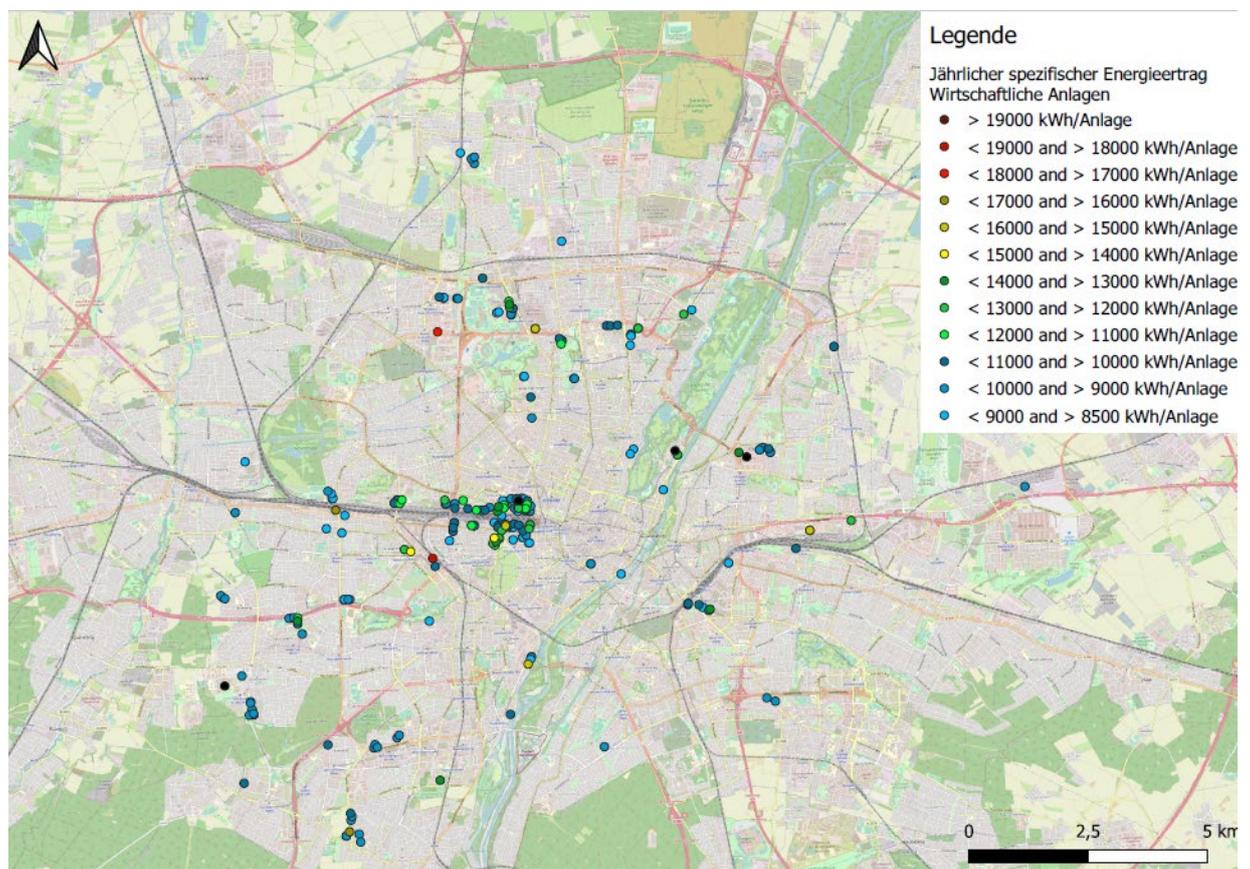


Abbildung 66: Standorte voraussichtlich wirtschaftlicher Anlagen

4.2.3 Potenzial unter Berücksichtigung Abstände der TA-Lärm

Wie in Kapitel 2.1.7 beschrieben, stellen die Anforderungen des Immissionssschutzes ein wesentliches Hemmnis für die Installation von KWEA in urbanen Räumen dar. Eine genaue Prüfung kann im Rahmen dieser Studie nicht vorgenommen werden. Dennoch lassen sich Teile des Stadtgebietes anhand des Flächennutzungsplans weitestgehend den in der TA-Lärm aufgeführten Gebieten zuordnen.

Eine Auswertung der Anlagen und deren möglicher Ertrag ist in Tabelle 13 aufgeführt.

Ein Großteil des Ertragspotenzials befindet sich in Gebieten mit hohen Anforderungen an den Lärmschutz. In reinen Wohngebieten sind dies ca. 8% und in Allgemeinen Wohngebieten 20% des wirtschaftlichen Potenzials.

Tabelle 13: Technisches und wirtschaftliches Potenzial nach Standort der Anlagen in FNP Gebietsklassen

Art des Gebietes	Notwendiger Abstand LWA 80dB	Technisches Potenzial [kWh/a]	Wirtschaftliches Potenzial [kWh/a]
Industriegebiete	<10 m	506.728	39.894
Gewerbegebiete	25 m	1.832.816	222.226
Kern-, Dorf-, und Mischgebiete	45 m	6.413.141	1.786.562
Allg. Wohngebiete u. Kleinsiedlungsgebiete	75 m	7.587.834	642.718
Reine Wohngebiete	130 m	5.519.184	307.815
Sondergebiete	n.a.	1.391.771	176.116
Ver- und Entsorgungsflächen	n.a.	86.686	63.891

Die Auswertung berücksichtigt nicht, welche Gebiete nach TA-Lärm sich in der Umgebung befinden, und ob entsprechend Abstände eingehalten sind. Z.B. kann eine Anlage in einem Industriegebiet liegen, das an ein allgemeines Wohngebiet grenzt. Die Anlage muss in diesem Fall überschlägig mindestens 100 m vom nächsten Wohngebäude entfernt sein, um die Grenzwerte einzuhalten.

Es wird daher angenommen, dass für das genehmigungsrechtliche Potenzial die reinen und allgemeinen Wohngebiete entfallen, sowie die restlichen Gebiete nur mit maximal 50% angesetzt werden können. Demnach ergibt sich für **voraussichtlich wirtschaftliche und genehmigungsfähige Anlagen ein Ertragspotenzial von 1.100 MWh/a.** (Stromverbrauch von ca. 276 Haushalten)

Ertragspotenzial in München

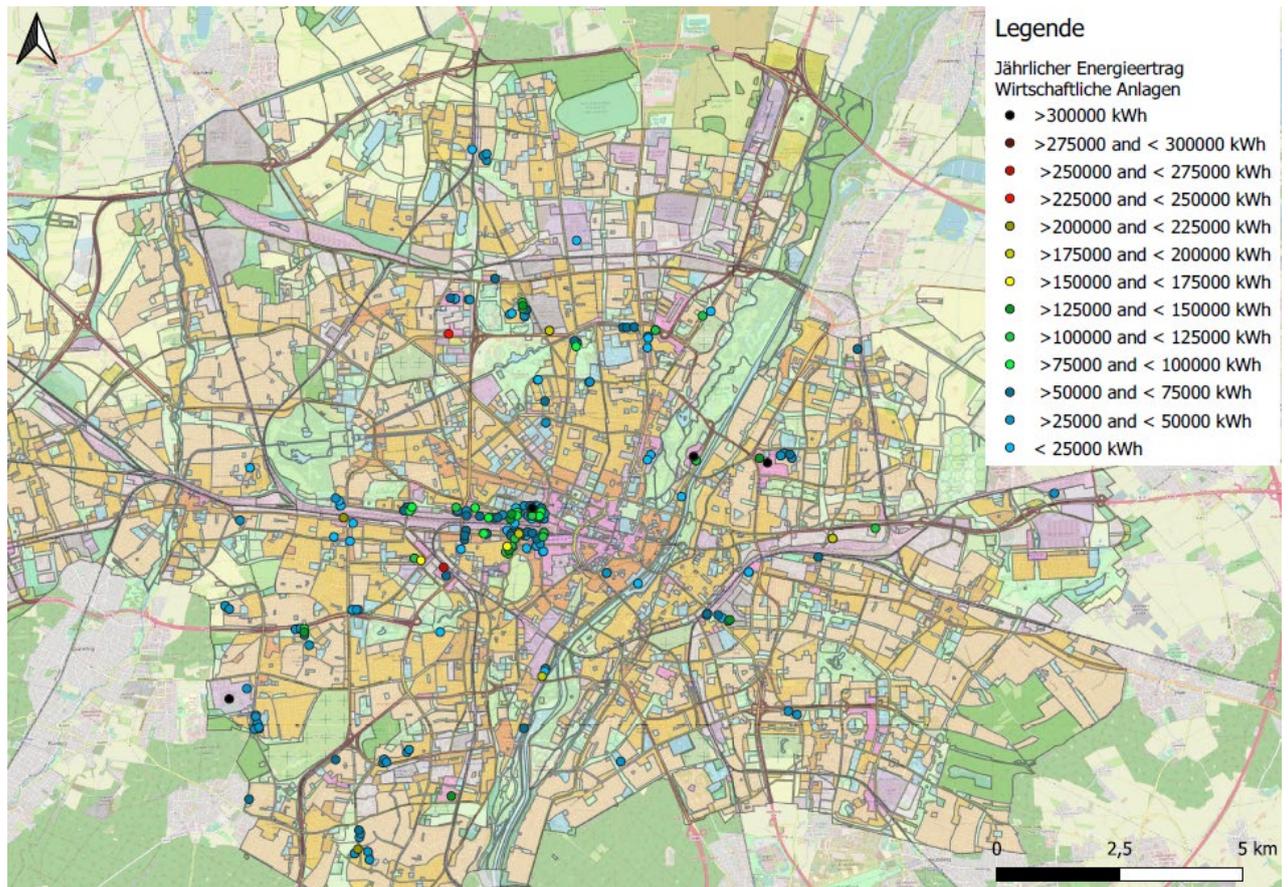


Abbildung 67: Standorte wirtschaftlicher Anlagen, im Hintergrund Flächennutzungsplan¹¹⁶

4.2.4 Gebiete für vertiefende Untersuchungen

Wie Abbildung 67 erkennbar befinden sich einige voraussichtlich wirtschaftliche Anlagen rund um den Hauptbahnhof. Insbesondere die an die Bahnanlagen grenzenden Büro- und Geschäftsgebäude zwischen Donnersberger – und Hackerbrücke wären für vertiefende Untersuchungen geeignet. Durch die überdurchschnittlichen Gebäudehöhen (26 – 40m) und die nach Westen orientierten, breiten Bahngleise ergeben sich für das Windangebot theoretisch gute Randbedingungen. Einige von diesen weisen gemäß Satellitenbildern noch freie Dachflächen auf.

Nördlich des Hauptbahnhofes befindet sich zudem das Hochhaus des Bayrischen Rundfunks (BR- Hauptfunkhaus) welches die Umgebung deutlich überragt. Ebenso an Bahnlagen liegt auch das Hochhaus des Süddeutschen Verlages. Aufgrund der Gebäudehöhe (104 m) kann hier ebenso von einem Ertragreichen Standort ausgegangen werden.

¹¹⁶ Eigene Darstellung, Datenquelle FNP: Stadt München.

4.3 Potenzial für freistehende Anlagen in Industrie- und Gewerbegebieten

Die vorherigen Ausführungen beziehen sich auf Anlagen auf Flachdächern. Freistehende Anlagen sind darin nicht eingeschlossen. Wie bereits aufgeführt gibt es in Industrie- und Gewerbegebieten niedrigere Anforderungen an den Lärmschutz wie z.B. in allgemeinen Wohngebieten oder Mischgebieten. Gleichzeitig ist prinzipiell die Bebauungsdichte niedriger als im Stadtkern, was diese Gebiete für freistehende Anlagen attraktiv macht. Es wurden daher die im Flächennutzungsplan ausgewiesenen Industrie- und Gewerbegebiete auf mögliche Anlagenstandorte untersucht. Hierbei wurde zum einen auf den in Tabelle 13 notwendigen Abstand innerhalb des Gebietes, zum anderen auch auf Abstand zu angrenzenden Gebieten geachtet. Bei mehreren möglichen Anlagen wurde ein Abstand von 5x Rotordurchmesser (25m) angenommen. Für Ertragsermittlung wurde angenommen, dass sich die Nabenhöhe bei 30 m befindet. Als Beispielanlage wurde die gleiche Anlage wie in Kapitel 7.23 und 4.1.2 verwendet. Insgesamt ergaben sich aus der Betrachtung 83 mögliche Anlagen mit einem Ertragspotenzial von ca. 500 MWh (Stromverbrauch von 126 Haushalten). 15 von diesen Anlagen können gemäß dem Kriterium aus 4.2.2 voraussichtlich wirtschaftlich betrieben werden.

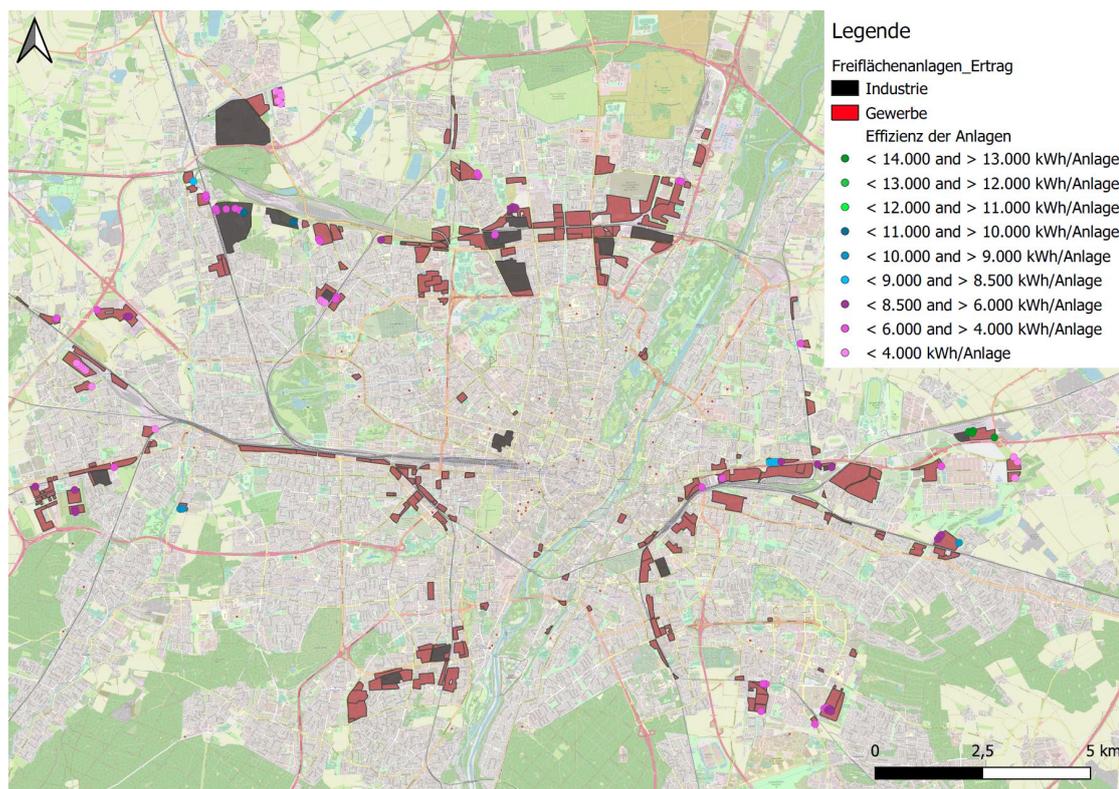


Abbildung 68 Standorte mögliche freistehende Anlagen; Hintergrund: Gewerbe und Industriegebiete nach FNP¹¹⁷

¹¹⁷ Eigene Darstellung, Datenquelle FNP: Stadt München.

5 Windenergie vs. Photovoltaik vs. Gründächer

In diesem Kapitel soll auf einen Vergleich der Energieformen Kleinwindkraft und Photovoltaik eingegangen werden, da sich bei ggf. geeigneten Gebäuden für die Windkraftnutzung, eine Flächenkonkurrenz ergibt, auch hinsichtlich der Dachbegrünung.

5.1 Beispiel Berechnungen

5.1.1 Gebäude

Als Beispiel dient ein 6-Geschössigen Wohngebäude mit ca. 1.680 m² Wohnfläche. Das angenommene Flachdach weist somit eine Fläche von ca. 280 m² (10m x 28m) auf. Die Oberkante des Dachaufbaus wird bei 20 m angenommen. Der spezifische Stromverbrauch liegt bei Wohngebäuden bei ca. 20 kWh/m²a, sodass sich in Summe ein Stromverbrauch für Haushaltsstrom von 33.600 kWh/a ergibt.

5.1.2 PV Leistungen und Stromproduktion

Durch Aufbauten und notwendige Abstände der Module untereinander sind für PV-Anlagen in Südausrichtung ca. 84 m² (30% der Dachfläche) nutzbar, was in etwa einer Nennleistung von 14,3 kWp entspricht. Wird eine Aufständigung mit Ost-/West-Ausrichtung gewählt, so können ca. 28,5 kWp realisiert werden.

Es ergibt sich eine jährliche Stromproduktion für die Süd - ausgerichtete Anlage von 14.500 kWh/a und für die Anlage mit Ost-/West Ausrichtung von 25.200 kWh/a.

Grundlage der Abschätzung bilden durchschnittliche Module mit einer Effizienz von 5,9 m² Modulfläche/kWp und Strahlungsdaten aus PVGIS.¹¹⁸ Aufgrund der technischen Weiterentwicklung gibt es jedoch auch Bereits Module mit ca. 4,6 m²/kWp.

5.1.3 Kleinwindenergieanlage

Zur Abschätzung der möglichen Stromproduktion durch KWEA wird die Windturbine Britwind9000 mit einer Nennleistung von 5,5 kW und das Windangebot auf 25 m Höhe (Messdaten DWD Station München Stadt 2019, Umrechnung auf Nabenhöhe durch TFT) verwendet.

Je nach Ausrichtung des Gebäudes zur Hauptwindrichtung könnte ggf. noch eine zweite Anlage errichtet werden. Dies ist beispielweise der Fall, wenn die Lange Seite (28 m) senkrecht zur Hauptrichtung steht. In Abbildung 69 ist der ungünstigste Fall, dargestellt. KWEA 2 steht im Windschatten der KWEA1 und würde daher nicht realisiert werden.

Für den Fall mit einer KWEA würde sich also eine Nennleistung von 5,5 kW ergeben und eine jährliche Stromproduktion von 6.600 kWh/a. Für den Fall mit zwei KWEA kann vereinfachend von 11 kW und 13.200 kWh/a ausgegangen werden.

¹¹⁸ https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/#PVP

Windenergie vs. Photovoltaik vs. Gründächer

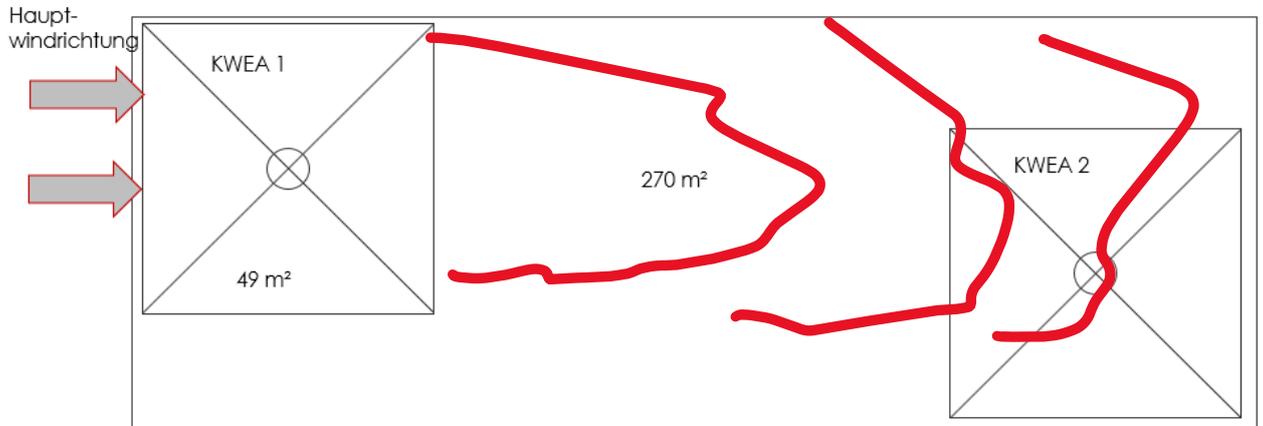


Abbildung 69: Schematische Darstellung Windschatten und mehrere KEWA auf einem Dach

5.1.4 Energieproduktion im Jahresverlauf

In Abbildung 70 ist die Stromproduktion der nach Süden ausgerichteten PV Anlage und der Stromproduktion der KWEA auf Basis von Messdaten aus dem Jahr 2020 als monatliche Summenwerte dargestellt. Es zeigt sich, dass die Windproduktion insbesondere in den Wintermonaten Januar und März dominant ist. In den Übergangsmonaten, April und Oktober ist die monatliche Strommenge annähernd gleich, während die Windproduktion in den Sommermonaten weiter sinkt. Demnach ergänzen sich beide Erzeugungsformen gut. Insbesondere für Gebäude mit elektrischen Wärmepumpen ist das Profil der Windenergie vorteilhafter, da der Strombedarf vor allem in den Wintermonaten deutlich ansteigt. Optimal wäre daher eine Kombination aus Wind- und Sonnenkraft.

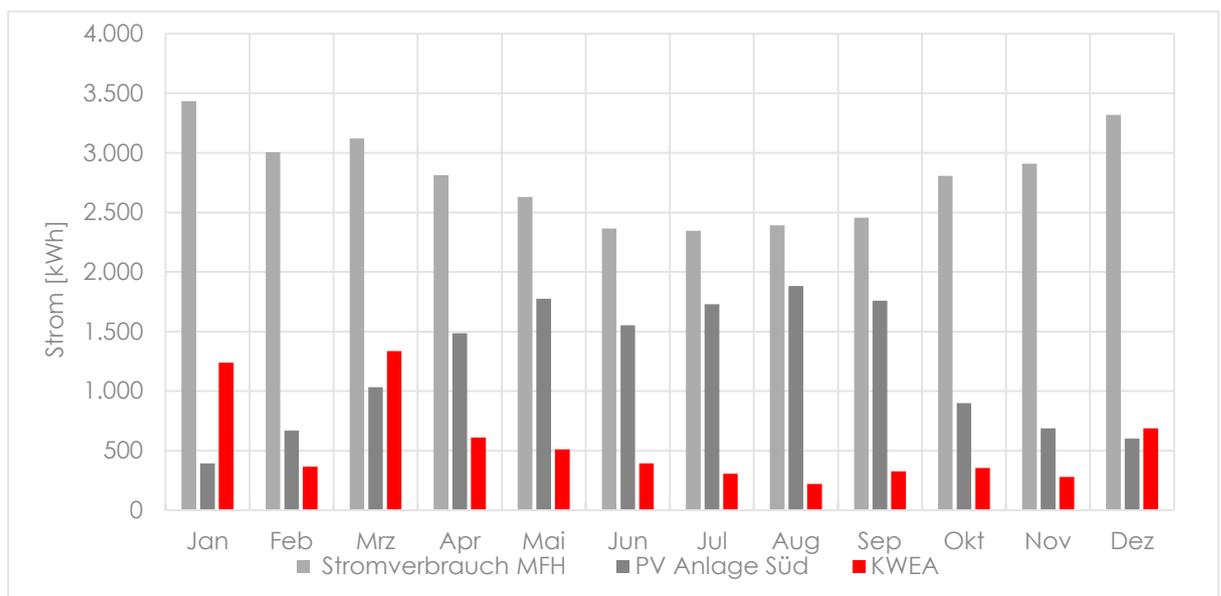


Abbildung 70: Energieproduktion KWEA 5 kW und PV Anlage Süd 14,3 kW; Strombedarf MFH

5.1.5 Eigenverbrauchsquoten und Autarkiegrad

Für einen aussagekräftigen Vergleich der beiden Technologien wurden stündliche Werte für den Stromverbrauch, sowie der Erzeugung aus PV und der KWEA gegenübergestellt. Die Werte für die Stromproduktion entstammen bei PV der Plattform PVGIS und für Wind wurden die Winddaten des DWD der Station München Stadt für das Jahr 2019 verwendet und durch TFT auf die Höhe von 25 m umgerechnet. Die Eigenverbrauchsquote ist der Anteil des selbst genutzten Stroms an der produzierten Strommenge. Der Autarkiegrad ist der Anteil des selbst genutzten Stroms an der verbrauchten Strommenge.

Es zeigt sich, dass trotz der im Vergleich geringen Stromproduktion der KWEA, nicht der gesamte produzierte Strom selbst genutzt werden kann. Die Eigenverbrauchsquote liegt hier bei knapp 93 % (vgl. Tabelle 14). Werden zwei KWEA installiert, so erhöht sich der Autarkiegrad von ca. 18 % auf 28,5 %. Die Eigenverbrauchsquote sinkt auf ca. 72 %. Im Vergleich mit der PV Anlage Süd, die eine ähnliche produzierte Strommenge aufweist, scheint das Profil der KWEA etwas besser zum Profil des Stromverbrauchs zu passen.

Technisch grundsätzlich möglich wäre eine Kombination von Windkraftanlagen im nördlichen Bereich der Dachfläche mit PV-Modulen im südlichen Bereich der Dachfläche. Die Tragkonstruktion der Windkraftanlage ist so flach, dass diese von PV-Modulen überlagert werden könnte. Bei einem beispielhaften „Kombikraftwerk“ aus 1x KWEA und der PV-Anlage Süd addiert sich der Jahresertrag, die Eigenverbrauchsquote beträgt ca. 68% und der Autarkiegrad knapp 43%.

Schon mit einem kleinen Stromspeicher für den Nachtbedarf des Wohngebäudes kann erreicht werden, dass kein Strom aus der Kleinwindanlage ins Netz eingespeist wird. Dies würde eine aufwändige Kaskadenmessung bei der Einspeisung aus dem Kombikraftwerk vermeiden.

Tabelle 14: Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad der untersuchten Anlagen

	El. Nennleistung [kW]	Stromproduktion [kWh]	Eigenverbrauch	Autarkiegrad
PV Anlage Süd	14,3	14.463	66,7%	28,7%
PV Ost/West	28,5	25.235	47,1%	35,4%
1x KWEA	5,5	6.626	92,7%	18,3%
2x KWEA	11,0	13.200	72,3%	28,5%
PV Süd + 1x KWEA	14,3 + 5,5	21.089	67,8%	42,6%

5.2 Stromgestehungskosten

Wie im Kapitel 2.1.8 beschrieben betragen die Stromgestehungskosten für 30 m Nabenhöhe ca. 41 ct/kWh, demgegenüber kann bei PV-Dachanlagen in diesem Leistungsbereich (< 30 kWp) von ca. 13 ct/kWh ausgegangen werden.¹¹⁹ Die Stromgestehungskosten eines "Kombi-Kraftwerks" wie im Beispiel-Kombinationsfall von PV Anlage Süd + 1 KWEA liegen bei ca. 21,8 Ct/kWh - also unter den Haushaltstarifen für Strombezug. Die Kombination wäre also wirtschaftlich, die PV-Anlage würde allerdings die Kleinwindkraftanlage "quersubventionieren".

5.3 Kleinwind und Gründach

Die Dachfläche, die von der KWEA tatsächlich belegt ist, ist gering. Wie in Abbildung 71 dargestellt, entfällt diese hier nur auf die Stahlträger beziehungsweise auf die Auflager. Eine Begrünung, auch mit höheren Gewächsen ist möglich. Südlich der KWEA ist mit keiner Verschattung zu rechnen. Daher ist auch eine Kombination mit Photovoltaik denkbar („Kombi-Kraftwerk“).



Abbildung 71: Dachanbringung Braun Antaris 7,5 kW und 9 m Mast (Quelle: Braun Windturbinen)

¹¹⁹ Fraunhofer ISE (06/2021): Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien

5.4 Photovoltaik und Gründach

Die PV-Anlage schließt keineswegs eine Dachbegrünung aus. Es bringt sogar Vorteile mit sich, sie mit einer Dachbegrünung zu kombinieren. Durch die Verdunstungskälte wird die PV-Anlage gekühlt, wodurch die Module leistungsfähiger sind, und der Ertrag steigt. Nachteilig bei diesen Kombinationen sind höhere Kosten für die Konstruktion aber auch die Pflege des Daches.

Durch die höhere Aufständigung (Windlast) und das Substrat ergeben sich auch höhere statische Anforderungen an das Dach, was ggf. ebenso zu erhöhten Kosten führt.



Abbildung 72: Dach mit extensiver Begrünung und PV-Anlage¹²⁰

Spezielle Befestigungssysteme werden bspw. von den Firmen Optigrün oder Bauder angeboten. Die „Solar FKD Solaraufständigung“ von Optigrün¹²¹ und „BauderSOLAR Gründach UK“ von Bauder¹²² verwenden beide eine Bodenplatte, auf der die Aufständigung für die PV-Module angebracht ist. Auf die Bodenplatte kommt die Dachbegrünung, die als Extensivbegrünung ausgeführt wird. Die Begrünung wirkt gleichzeitig als Ballast, wodurch das System nicht zusätzlich in der Dachkonstruktion verankert werden muss. Das Befestigungssystem wird in verschiedenen Neigungen, 10° und 15° bzw. auch 20° bei Optigrün, angeboten. Bei Bauder ist die Dachbegrünung selbst als Leistung bei der Montage mitenthalt.

Für die Wartung und für die Belichtung des Bewuchses ist bei Ost/West Ausrichtung am oberen Teil der Module von einem Abstand von ca. 60 cm und am unteren Teil von ca. 80 cm auszugehen.

¹²⁰ https://www.bauder.de/fileadmin/_processed_/csm_Head_PV_GD_ffcf608a63.jpg

¹²¹ <https://www.optigruen.de/produkte/solaraufstaenderungen/solar-fkd-solaraufstaenderung/>

¹²² <https://www.bauder.de/de/photovoltaik/pv-system-fuer-gruendaecher.html>

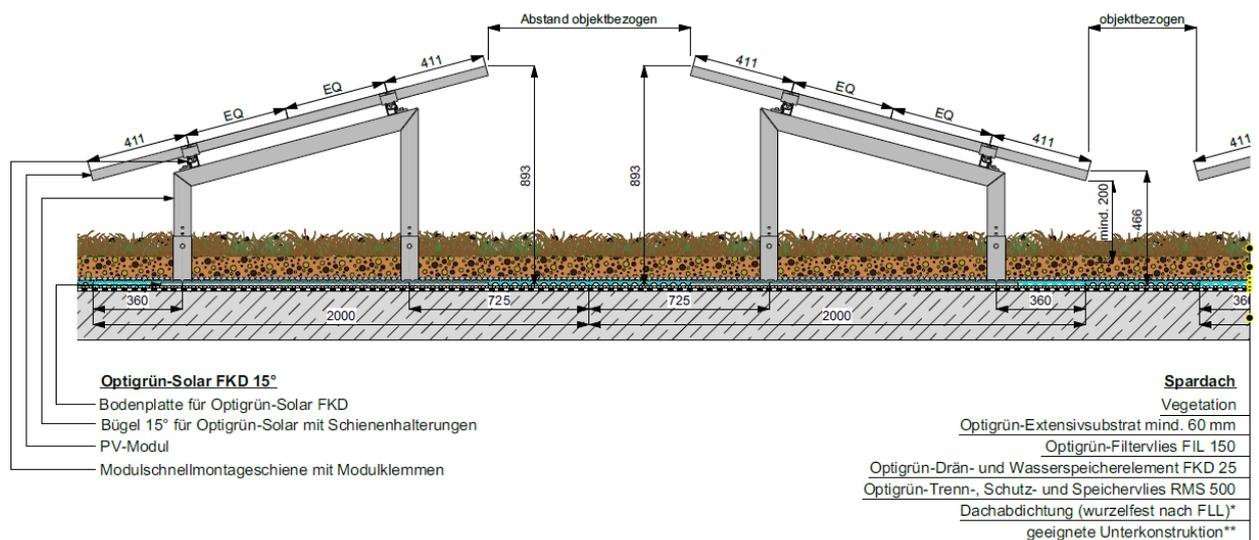


Abbildung 73: Schematische Darstellung PV-Aufstellung in Ost/West Ausrichtung¹²³

An einzelnen Stellen des Daches kann beispielweise durch die Variation der Substrathöhe (bis min. 20 cm), der Schaffung kleinerer „Pfützen“ mit 2-10 cm Höhe, sowie ggf. vegetationsfreien Flächen oder Nischen mit Steinen oder sandig/lehmigen Bereichen die Möglichkeiten für eine vielfältige Nutzung (Insekten und Vögel) deutlich erhöht werden. Ergänzt werden kann auch um Nisthilfen für Insekten (Wildbienenhotel o. ä.)

5.5 Kombikraftwerk aus Kleinwind und Photovoltaik auf Gründach

Grundsätzlich möglich ist die Kombination von Kleinwindanlagen mit Photovoltaik auf Gründächern. Das Substrat der Dachbegrünung dient dann nicht nur als Beschwerung der PV-Anlage, sondern auch der KWEA. Insbesondere für Wohngebäude mit Mieterstrom ergibt sich hierbei ein Synergieeffekt: die Messtechnik und der Overhead für die Einspeisung bei Mieterstrom wird doppelt genutzt, so dass sich die Kombination besonders eignet. Auch wenn die hohen Stromgestehungskosten der KWEA kritisch zu sehen sind.

Auch PV-Fassadenanlagen können die Stromproduktion der Kleinwindanlagen ergänzen. PV-Fassadenanlagen liefern – ähnlich wie Windkraftanlagen – einen erhöhten Anteil an Winterstrom.

Für das Ziel möglichst klimaneutraler Gebäude, die auch eine notwendige Klimafolgenanpassung berücksichtigen, ist eine möglichst vertikale Kombination von Begrünung (unten) + PV (Mitte, z. B. nach Süden ausgerichtet) + Wind (oben, eher an der Nordkante der Gebäude) zu empfehlen.

¹²³ Optigrün

5.6 Fazit

PV Anlagen und auch KWEA können mit einer Dachbegrünung kombiniert werden. Aufgrund der Höhe der KWEA über dem Dach ergibt sich hierbei kein Problem mit entsprechender Vegetation. Bei Photovoltaikanlagen gibt es entsprechende Komplettsysteme mit einer etwas höheren Aufständigung.

Eine besondere Synergie ergibt sich durch die Kombination von PV und Wind, da sich die Erzeugungsprofile im Jahresverlauf sehr gut ergänzen. Hierbei sollte darauf geachtet werden, dass sich die PV-Anlage südlich der KWEA befindet, um Schattenwurf zu vermeiden.

6 Empfehlungen für die Potenzialumsetzung

Die Potenzialanalyse hat gezeigt, dass nur eine Auswahl von Standorten für eine KWEA in Betracht kommt. Um dieses Potenzial umsetzen zu können, werden eine Reihe von unterstützenden Maßnahmen empfohlen. Diese beziehen sich sowohl auf die Standortbewertung (Sicherung der berechneten möglichen Standorte durch zusätzliche Windmessungen, das weitere Einpflegen von Immissionsdaten aus dem Flächennutzungsplan) als auch das Anschieben der Umsetzung (durch das Durchführen eines Pilotprojekts auf stadteigenen Dächern).

6.1 Anschaffung Messequipment

Wie in den Ausführungen oben erwähnt, sollten an möglichen Standorten zunächst Windmessungen durchgeführt werden. Eine Möglichkeit wäre entsprechenden Equipment zu beschaffen und an private und kommunale Interessenten zu verleihen. Aktuell gibt es verlässliche Messungen nur an der DWD Station München Stadt und an der LMU.

Hierbei sollte ein optimalerweise ein 3D-Ultraschallanemometer eingesetzt werden, um neben Windgeschwindigkeit und -Richtung auch vertikale Windkomponenten aufnehmen zu können. Mehrere Messstandorte wären dafür geeignet. Wir empfehlen, zunächst auf städtische Liegenschaften zu konzentrieren. Dies würde es ermöglichen, gesicherte Angaben zu machen und unsere Annahmen (aus der Literatur) zu bestätigen. Als Standort würde sich zum Beispiel die Westspitze des technischen Rathauses eignen. Das „Turmdach“ eignet sich durch die dort bereits installierte und nicht mehr betriebene KWEA nicht.

Des Weiteren wären Messungen an den in Kapitel 4.2.4 genannten Gebäuden nördlich der Bahntrasse zum Hauptbahnhof sinnvoll.

Darüber hinaus ist es wichtig, die Qualität einer KWEA zu messen. Sie 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. Dies beginnt mit der genauen Erfassung der Windverhältnisse am Standort.

6.2 Kooperation mit Hochschulen und Universitäten

Die Auswertung des Marktstammregisters hat gezeigt, dass die Hochschule München eine KWEA betreibt oder betrieben hat. Messdaten hinsichtlich des Ertrages und/oder Wetterdaten am Standort wurden bisher nicht veröffentlicht. Durch Anregung der Stadt könnte hier eine Zusammenarbeit entstehen, welche im Ergebnis Messwerte für benötigte meteorologische- und Anlagenparameter liefert und zeitgleich die Lehre durch praktische Erfahrung verbessert.

Eine weitere Möglichkeit zur Kooperation könnten die freien Dachflächen der TU München z.B. am Stammgelände bieten. Nach den erfolgten Untersuchungen ist zwar voraussichtlich kein wirtschaftliche Betriebsweise der Anlagen zu erwarten. Es ist jedoch davon auszugehen, dass eine solche KWEA im urbanen Bereich attraktive Forschungsmöglichkeiten für verschiedene Lehrstühle der TUM bieten würde.

An der Berufsschule in Weiden sind beispielsweise die Anlagendaten der dortigen KWEA und PV Anlage online abrufbar und werden in den Unterrichtseinheiten verwendet.¹²⁴ Somit wurde die KWEA dort vor allem zur Lehre installiert und erst sekundär zur Energieerzeugung.

6.3 Marktbeobachtung Kleinwindenergieanlagen

Im Kapitel 2 wurde ersichtlich, dass einige, teilweise auch sicherheitsrelevante, Praxisprobleme bei KWEA noch nicht vollständig gelöst sind. Es empfiehlt sich daher eine Marktbeobachtung für die kommenden Jahre durchzuführen. In letzter Zeit gab es unter anderem das Start-up „MOWEA“, welches Anlagen für urbane Gebiete entwickelt. Zum Stand der vorliegenden Studie lagen noch keine Messdaten u.a. für Schallemissionen vor.

Können die Praxisprobleme glaubhaft gelöst werden, könnte im Rahmen eines Pilotprojekts auf einem ausgewählten Dach der Stadt zunächst eine Windmessung und im Nachgang die Errichtung und Monitoring einer Anlage durchgeführt werden. Hierzu müssen wie Kapitel 2 beschrieben eine Vielzahl von Vorprüfungen durchgeführt werden.

Leider sind die stadteigenen Liegenschaften weder im 3D-Modell der Stadt noch im Flächennutzungsplan explizit identifizierbar. Ein Abgleich von möglichen Dächern, welche sich in Gebieten von Gemeinschaftsbedarfsflächen befinden ist im GIS erfolgt. Jedoch konnte keine für uns ersichtlich kommunale Dachfläche, welche nach den gewählten Kriterien einen wirtschaftlichen Betrieb ermöglichen würde, identifiziert werden.

Allerdings könnte eine als Pilotanlage dienende KWEA auf den Dachflächen beispielsweise auf dem Dach der Staatlichen Berufsoberschule angestoßen werden. Dabei stünde nicht der wirtschaftliche Betrieb der Anlage im Vordergrund, sondern die Verifizierung von Vorhersagen und die Überprüfung der Umsetzbarkeit. Im Falle der BOS liegt eine Freifläche (Sportplatz) in der Hauptwindrichtung, was den Betrieb im speziellen Fall effizienter gestalten sollte als vorhergesagt. Zusätzlich könnte hier ein pädagogisches Ziel erfüllt werden.

Ggf. kann in diesem Rahmen auch eine Vergleichsfläche mit PV belegt werden, um die Einflüsse der PV- und Windanlage auf die Dachbegrünung und die Biodiversität mitzubetrachten. Hierzu wäre es hilfreich, ein geeignetes Bewertungssystem zu etablieren, um sicherzustellen, dass alle Nachhaltigkeitsziele berücksichtigt werden.

¹²⁴<https://www.eu-bs.de/abteilungen-berufe/elektrotechnik-automatisierungstechnik/windkraftanlage>

6.4 Erstellen digitales Windpotenzialkataster

Für die Stadt Wien gibt es seit 2015 eine Windpotenzialkarte¹²⁵, die von der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik erstellt worden ist. Die Basis bildeten Messwerte von 10 Stationen im Stadtgebiet. Die eigentliche Berechnung erfolgte mit dem Modell WAsP (The Wind Atlas Analysis and Application Programm). Weitere Grundlagen bildeten das Bebauungsmodell Wiens, die Landnutzung und die Orographie. Das Kataster liefert Aussagen zum Windenergiepotenzial (Hoch, mittelmäßig, gering), sowie zur Leistungsdichte (hoch, gering).

Prinzipiell ist das auch für München denkbar. Mit dem vorhandenen 3d-Stadtmodell und den Messwerten der DWD Station München Stadt sind einige Grundlagen bereits vorhanden. Weitere Messwerte sind sicherlich vorteilhaft für tiefergehende Untersuchungen.

Eine weitere Möglichkeit wäre die von Prof. Martina Klärle an der Hochschule Frankfurt entwickelte Methodik zur GIS-gestützten Standortsuche für KWEA. Die Methodik „WIND - AREA“ verwendet zur Standortbestimmung vorhandene 3D - oder Laserscandaten und kombiniert diese mit regionalen Winddaten und einem hochaufgelösten Strömungssimulationsmodell.

Anhand des digitalen Flächennutzungsplans könnte man zudem je nach Gebiet und Gebäude notwendige Abstände angeben. Entsprechend können Interessenten zunächst prüfen, ob aus Sicht des Immissionsschutzes überhaupt eine Anlage möglich ist.

Dies könnte auch im Rahmen eines städtischen „Erneuerbare Energien“ Potenzialstudie zusammengeführt werden (also die Zusammenfassung aller Möglichkeiten, auf städtischem Gebiet erneuerbare Energie zu produzieren, zu verteilen, zu speichern, um die Ziele der Klimaneutralität zu erfüllen).

¹²⁵ <https://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/energie/themenstadtplan/windkraft/>

7 Gesamtfazit

Kleinwindenergieanlagen können ein weiterer Baustein für die Versorgung mit regenerativer Energie sein. Ihr Erzeugungsprofil ergänzt sich im Tagesprofil und vor allem im Jahresprofil sehr gut mit den deutlich weiter verbreiteten Photovoltaikanlagen. Die Bestandsanlagen befinden sich in Bayern vor allem in ländlicheren Gebieten und sind dort meist als freistehende Anlagen errichtet. Insgesamt sind es in Bayern allerdings nur 152 Anlagen (siehe [Kapitel 1.2.4](#)). Daher ist die Technologie als Nischenprodukt zu bezeichnen.

Gründe hierfür sind unter anderem, dass es erheblich schwieriger ist eine zutreffende Prognose des Ertrages und somit der Wirtschaftlichkeit zu erstellen, als dies beispielweise bei Photovoltaik der Fall ist. Hinzukommt eine für den Endkunden undurchsichtige Genehmigungslage und die fehlende Normung der Anlagen, sowie fehlende Standards.

Dies zeigt sich auch daran, dass bei unabhängigen Langzeittests in Österreich einige Anlagen aufgrund von Materialschwachstellen ausfielen und auch die vom Hersteller angegebene Leistungskurve nicht reproduziert werden konnte und teilweise stark unterschritten wurde. Dennoch gibt es Hersteller, die hochwertige Anlagen herstellen und deren Anlagendaten bestätigt werden konnten.

Der Einsatz von KWEA in urbanen Kontext erhöht die Anforderungen an den Einsatz der Technologie weiter. Sicherheitsrelevante Probleme wie Eiswurf sind bisher anlagentechnisch noch nicht oder nur mit deutlichen Ertragseinbußen zu realisieren. Die aufgrund von Schallschutzanforderungen voraussichtlich notwendigen Abstände stellen ein weiteres wesentliches Hindernis in weiten Teilen des Stadtgebietes dar. (siehe [Kapitel 2.1.](#)) Standortspezifische, genaue Ertragsprognosen sind in der Regel nur durch längerfristige Windmessungen zu erzielen, da für Computer gestützte Verfahren ein ungerechtfertigt hoher Aufwand betrieben werden müsste, um die vorherrschenden, kleinteiligen Strömungsphänomene in ihrer Gänze abzubilden.

Die Wirtschaftlichkeit (siehe [Kapitel 3](#)) der Anlagen ist in den meisten der betrachteten Szenarien um ein Vielfaches schlechter als bei Photovoltaik. Die Stromgestehungskosten liegen, je nach Nabenhöhe zwischen 58 ct/kWh (20 m), 41 ct/kWh (30 m) und 26 ct/kWh (60 m). Bei 100% Eigenverbrauchsquote und einen Strompreis von 28 ct/kWh sind 5,5 kW Anlagen ab einer Jahresproduktion von ca. 8.500 kWh/a wirtschaftlich. Dieser Ertrag wird ungefähr bei 40 m Nabenhöhe erreicht.

Betrachtet man den schleichenden Zubau von Photovoltaik auf den Dächern der Stadt, so zeigt dies ein weiteres Problem auf. Es gibt bisher keinen entscheidenden Anreiz für Immobilienunternehmen beispielweise Mieterstromkonzepte umzusetzen. Hinzukommen vielfältige Eigentumsverhältnisse, die Entscheidungsprozesse deutlich verlangsamen.

In [Kapitel 5](#) wurde zusätzlich tiefer auf einen Vergleich zwischen PV und KWEA aber auch auf die Flächenkonkurrenz mit Gründächern eingegangen. Hierzu wurden stündliche Profile der Stromerzeugung von PV und KWEA mit dem Lastprofil für Haushaltstrom eines beispielhaften Mehrfamilienhauses verglichen. Bezogen auf die Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad ergaben sich keine nennenswerten Unterschiede zwischen den Technologien. Allerdings ist hervorzuheben, dass die Stromproduktion der KWEA verstärkt über die Wintermonate verteilt ist und sich daher sehr gut mit der mit Erzeugungsprofil der

Gesamtfazit

PV Anlage ergänzt. Beim Einsatz von Wärmepumpen (mehr Stromverbrauch in der kalten Jahreszeit) wäre das Erzeugungsprofil der KWEA vorteilhafter. Durch die Kombination aus PV und KWEA ergeben sich in der Folge eine Reihe von Synergien. Beide Technologien können ebenso zusammen mit einem Gründach ausgeführt werden. Bei PV Anlagen gibt es entsprechende Montagesysteme und bei KWEA liegt die Vegetationshöhe in der Regel deutlich unter dem Rotor.

Zur Abschätzung des Ertragspotenzials (siehe [Kapitel 4](#)) auf dem Stadtgebiet wurden das digitale Stadtmodell sowie Wetterdatensätze des DWD mit einer Auflösung von 1 km² verwendet. Insgesamt wurden so ca. 300 1km² Raster hinsichtlich der Windgeschwindigkeitsverteilung auf verschiedenen Höhen für ein durchschnittliches Jahr ausgewertet. Anhand der Leistungskurve einer Beispielanlage wurden so mögliche Erträge je Raster berechnet. Diese Erträge wurden dann entsprechend den Dachflächen je nach Höhe und Lage zugeordnet. Das Technische Potenzial für Gebäude mit Flachdach und einer Höhe >20m beträgt 27.000 MWh/a (ca. 6.750 Haushalte), das wirtschaftliche Potenzial ca. 3.700 MWh/a (ca. 920 Haushalte) und das Potenzial für voraussichtlich wirtschaftliche und genehmigungsfähige Anlagen ein Ertragspotenzial von 1.100 MWh/a (ca. 276 Haushalte).

Geht man davon aus, dass nur voraussichtlich wirtschaftliche und genehmigungsfähige Anlagen realisiert werden, so ist das Ertragspotenzial auf dem Stadtgebiet gering. Es wird dennoch empfohlen, an ausgewählten Stellen Windmessungen durchzuführen, auch um die in dieser Studie getroffenen Annahmen zu verifizieren. Damit würde man zudem eine bessere Datengrundlage für etwaige spätere Pilotprojekte schaffen, wenn beispielweise die empfohlene Marktbeobachtung zeigt, dass es zukünftig KWEA gibt, die die angesprochenen aktuellen Probleme urbanen Raum (Schall, Eiswurf, Körperschall) lösen konnten.

Im Sinne einer schnellen und direkteren Veränderung hin zu erneuerbarer Energieversorgung ist es daher empfehlenswerter die bereits bewährten Technologien flächendeckend einzuführen und die notwendige Energie aus Windkraft in ländlicheren oder Stadtrandgebieten zu erzeugen. Im Rahmen der Weiterentwicklung von Gewerbegebiet und ggf. Hochhäuser sollte die Möglichkeit von KWEA dennoch mitberücksichtigt und ggf. untersucht werden.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Windradgrößen in verschiedenen Leistungsklassen, Angaben Ertrag nach , eigene Darstellung.	2
Abbildung 2: Bestandteile einer Windenergieanlage	4
Abbildung 3: Savonius-Rotor (links, Widerstandsprinzip) und Darrieus-Rotor (rechts, Auftriebsprinzip)	6
Abbildung 4: Inselanlage	10
Abbildung 5: Rutland 1200 Windcharger	12
Abbildung 6: Bomay 13+ mit Leistungskurve	13
Abbildung 7: Windleaf 2500 mit Leistungskurve	14
Abbildung 8: Bestwatt BestWind 30	15
Abbildung 9: Anlagenverteilung in Deutschland, Datengrundlage Marktstammregister, eigene Darstellung..	16
Abbildung 10 : Auswertung Marktstammregister, Leistung nach PLZ, eigene Darstellung	17
Abbildung 11: Kleinwindanlagen Hersteller und Gesamtnennleistung aufgeteilt nach Technologie in Bayern, eigene Darstellung, Datengrundlage: Marktstammregister Stand 21.06.2021	18
Abbildung 12: verwendete Anlage im Forschungsprojekt der HTW Berlin	19
Abbildung 13: Standort zum Hechtgraben (HTW Berlin)	20
Abbildung 14: Standort HTW Berlin	20
Abbildung 15: Standort Goldbeckweg (HTW Berlin)	20
Abbildung 16: Messergebnisse HTW Berlin.....	21
Abbildung 17: 3x Braun Antaris mit je 7.5 kW im Industriegebiet	22
Abbildung 18: Braun Antaris 7,5 kW, 9 m Kippmast, Dachmontage	22
Abbildung 19: Kleinwindkraftanlage (Savonius-Rotoren) in Oslo	23
Abbildung 20: Leistungskurve einer Einheit (3 Rotoren) der "Turbomill" von Windstream	24
Abbildung 21: Windkraftanlage Zephyr Air Dolphin in Leicester	25
Abbildung 22: Windverteilung und Energieertrag in Leicester.....	25
Abbildung 23: Windkraftanlage Ampair 600 230 am Standort Park Farm	26
Abbildung 24: Windverteilung und Energieertrag am Standort Park Farm.....	26
Abbildung 25: verschiedene Möglichkeiten der Befestigung am Gebäude im Warwick Wind Trials Projekt ...	27
Abbildung 26: Savonius-Rotoren am Greenway Self Park in Chicago	28
Abbildung 27: Kleinwindkraftanlage (Vertikalachsenanlage) in Dalston, London	29
Abbildung 28: Darrieus-Rotoren der Vertikalachsenanlage in Dalston, London	29
Abbildung 29: Pearl River Tower in Guangzhou, China	30
Abbildung 30: Savonius-Rotor im Pearl River Tower, China	30
Abbildung 31: Windräder am Bahrain World Trade Center	31
Abbildung 32: Atmosphärische Grenzschicht.....	33
Abbildung 33: Referenzwindprofil.....	36
Abbildung 34: Übersicht über den Zusammenhang der Klassenhäufigkeit h_i (a), die Klassenleistung P_i (b) und den Klassenertrag E_i (c)	37
Abbildung 35: Beispiele Weibull Verteilung	38
Abbildung 36: Leistungskurve Windkraftanlage	39
Abbildung 37: Schematischer Aufbau der atmosphärischen Grenzschicht über einer Stadt (Stadtgrenzschicht).	40
Abbildung 38: Schematischer Aufbau der atmosphärischen Grenzschicht über einer Stadt (Stadtgrenzschicht).	41

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 39: Schematische Darstellung von mittlerer und tatsächlich extrem instationärer Windgeschwindigkeit.	41
Abbildung 40: Optimale Positionierung für unterschiedliche Dachformen bei 0° Anströmwinkel. ⁶⁶	44
Abbildung 41: Umströmung eines Gebäudes mit Flachdach mit eingezeichneten Windvektoren.	44
Abbildung 42: Abweichung gemessene und prognostizierte Erträge	45
Abbildung 43: Darstellung Messequipment.....	46
Abbildung 44: Windrose der Wetterstation München-Stadt (ID 3379) des DWD	47
Abbildung 45: Verteilung der Windgeschwindigkeiten an der Messstation München-Stadt (ID 3379) des DWD, Kumulation über 30 Jahre (1990-2020), 10m Höhe	48
Abbildung 46: mittlere Windgeschwindigkeiten in 10 m gemäß Energieatlas Bayern	49
Abbildung 47: Art des Genehmigungsverfahrens für Windkraftanlagen	52
Abbildung 48: Dachmontage mit Ballastsierung und Dachmontage mit fester Anbindung	61
Abbildung 49: Schallemissionskarte Vertikalläufer VK250	66
Abbildung 50: Angabe zu Schallemissionen auf der Zertifizierung für MCS	66
Abbildung 51: Dachmontage einer 1,3 kW vertikalen KWEA auf dem Dach der Berufsschule Weiden i.d. Opf.	68
Abbildung 52: Schattenwurfanalyse für einen Standort in Berlin.....	69
Abbildung 53: Rotordurchmesser und Kraffteinwirkung auf die Dachkonstruktion	71
Abbildung 54: Leistungskurve Britwind 9000.....	75
Abbildung 55: Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit DWD Station 3379 (München Stadt) 2019, Umrechnung auf verschiedene Höhen durch TFT	75
Abbildung 56: Stromgestehungskosten und mittlere Strombezugskosten /Einspeisevergütung.....	77
Abbildung 57: Amortisationszeit 5 kW Anlage bei verschiedenen Eigenverbrauchsanteilen und Nabenhöhen Strompreis 2021 28 ct/kWh	78
Abbildung 58: Amortisationszeit 5 kW Anlage bei verschiedenen Eigenverbrauchsanteilen und Nabenhöhen Strompreis 2021 24 ct/kWh	78
Abbildung 59: Amortisationszeit 5 kW Anlage bei verschiedenen Eigenverbrauchsanteilen und Nabenhöhen Strompreis 2021 20 ct/kWh	79
Abbildung 60: Schematische Vorgehensweise zur Abschätzung des Ertragspotenzials	82
Abbildung 61: Schematische Darstellung Analyse TRY	83
Abbildung 62: Darstellung Auswertung ortsgenaue TRY, hier mittlere Windgeschwindigkeit	84
Abbildung 63: Zuordnung Dachflächen zum jeweiligen Raster	86
Abbildung 64: Auswertung Gebäudehöhen + Flachdach >20 m, Datengrundlage 3d Stadtmodell	88
Abbildung 65: Auswertung Gebäudehöhen > 30 m + Flachdach, Datengrundlage 3d Stadtmodell	88
Abbildung 66: Standorte voraussichtlich wirtschaftlicher Anlagen	89
Abbildung 67: Standorte wirtschaftlicher Anlagen, im Hintergrund Flächennutzungsplan.....	91
Abbildung 68 Standorte mögliche freistehende Anlagen; Hintergrund: Gewerbe und Industriegebiete nach FNP	92
Abbildung 69: Schematische Darstellung Windschatten und mehrere KWEA auf einem Dach	94
Abbildung 70: Energieproduktion KWEA 5 kW und PV Anlage Süd 14,3 kW; Strombedarf MFH	94
Abbildung 71: Dachanbringung Braun Antaris 7,5 kW und 9 m Mast (Quelle: Braun Windturbinen)	96
Abbildung 72: Dach mit extensiver Begrünung und PV-Anlage	97
Abbildung 73: Schematische Darstellung PV-Aufstellung in Ost/West Ausrichtung	98

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Leistungsklassen von Kleinwindkraftanlagen	1
Tabelle 2: Gegenüberstellung von Vor- und Nachteilen des Widerstandsprinzips	6
Tabelle 3: Gegenüberstellung von Vor- und Nachteilen des Auftriebsprinzips	7
Tabelle 4: Gegenüberstellung von Vor- und Nachteilen bei horizontal liegender Drehachse	8
Tabelle 5: Gegenüberstellung von Vor- und Nachteilen bei vertikal stehender Drehachse	8
Tabelle 6: Standorte KWEA Forschungsprojekt HTW Berlin	19
Tabelle 7: Richtwerte zur Bestimmung mittlerer Windprofile über verschiedenen Oberflächen und Terrains. ...	42
Tabelle 8: Richtwerte der TA-Lärm	64
Tabelle 9: Ausgewählte Anlagen mit unabhängigen Messwerten zum Schalleistungspegel.....	65
Tabelle 10: Richtwerte der TA-Lärm und abgeleitete Abstände aus Abbildung 49	67
Tabelle 11: Anschaffungskosten KWEA	74
Tabelle 12: Erträge für die DWD Station 3379 (München Stadt) bei verschiedenen Nabenhöhen	74
Tabelle 13: Technisches und wirtschaftliches Potenzial nach Standort der Anlagen in FNP Gebietsklassen	90
Tabelle 14: Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad der untersuchten Anlagen	95