



Bayerischer Windatlas



Nutzung der
Windenergie



BAYERN | DIREKT ist Ihr direkter Draht zur Bayerischen Staatsregierung.

Unter Telefon **089 122220** oder per E-Mail unter **direkt@bayern.de** erhalten Sie Informationsmaterial und Broschüren, Auskunft zu aktuellen Themen und Internetquellen sowie Hinweise zu Behörden, zuständigen Stellen und Ansprechpartnern bei der Bayerischen Staatsregierung.

Hinweis

Diese Druckschrift wird im Rahmen der Öffentlichkeitsarbeit der Bayerischen Staatsregierung herausgegeben. Sie darf weder von Parteien noch von Wahlwerbern oder Wahlhelfern im Zeitraum von fünf Monaten vor einer Wahl zum Zwecke der Wahlwerbung verwendet werden. Dies gilt für Landtags-, Bundestags-, Kommunal- und Europawahlen. Missbräuchlich ist während dieser Zeit insbesondere die Verteilung auf Wahlveranstaltungen, an Informationsständen der Parteien sowie das Einlegen, Aufdrucken und Aufkleben von parteipolitischen Informationen oder Werbemitteln. Untersagt ist gleichfalls die Weitergabe an Dritte zum Zwecke der Wahlwerbung. Auch ohne zeitlichen Bezug zu einer bevorstehenden Wahl darf die Druckschrift nicht in einer Weise verwendet werden, die als Parteinahme der Staatsregierung zugunsten einzelner politischer Gruppen verstanden werden könnte. Den Parteien ist gestattet, die Druckschrift zur Unterrichtung ihrer eigenen Mitglieder zu verwenden.

Die Druckschrift wurde mit großer Sorgfalt zusammengestellt. Gewähr für die Richtigkeit und Vollständigkeit des Inhalts kann dessen ungeachtet nicht übernommen werden.

Impressum

Herausgeber:	Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie
Postanschrift:	80525 München
Hausadresse:	Prinzregentenstraße 28 80538 München
Telefon:	089 2162-2303 089 2162-0
Fax:	089 2162-3326 089 2162-2760
E-Mail:	info@stmwivt.bayern.de poststelle@stmwivt.bayern.de
Internet:	http://www.stmwivt.bayern.de
Inhaltliche Konzeption:	geoKLIM consulting Birkenstraße 33a 85757 Karlsfeld www.geo Klim.de
Bildnachweis:	MEV Karl Holzhauser Bildunion Andreas Weber Copyright 2008 © EUMESAT
Gestaltung:	Technisches Büro im StMWIVT
Druck:	
Stand:	August 2010



Bayerischer Windatlas



Nutzung der
Windenergie





1. Einleitung	5
2. Grundlagen und Methodik	7
2.1 Datengrundlage	9
2.2 Methodik	9
2.3 Kartographische Darstellung	11
3. Karten	13
3.1 Das Windfeld in Nordbayern	15
3.2 Das Windfeld in Südbayern	17
3.3 Übersichtskarten der mittleren Windgeschwindigkeiten (in 10, 80 und 140 m Höhe über Grund)	18
4. Nutzung der Windenergie	21
4.1 Leistung einer Windenergieanlage	22
4.2 Technische Entwicklung von Windenergieanlagen	23
5. Anwendungsbeispiel für die Berechnung des mittleren Jahresenergieertrages	25
5.1 Abschätzung des mittleren Jahresenergieertrages	27
5.2 Kosten und Wirtschaftlichkeit	29
6. Vergütung und Netzeinbindung von Windenergieanlagen	31
7. Rechtliche Rahmenbedingungen für die Errichtung von Windenergieanlagen	33
7.1 Verfahrensrechtliche Anforderungen/Genehmigungspflichtigkeit	34
7.2 Materiellrechtliche Anforderungen in den immissionsschutzrechtlichen oder baurechtlichen Genehmigungsverfahren	35
8. Verwendete und weiterführende Literatur	39





1. Einleitung



Seit Jahrhunderten nutzt der Mensch den Wind für seine Zwecke. Stand am Anfang noch die Nutzung der Windenergie zur Verrichtung mechanischer Arbeit im Vordergrund, so liegt heute der Schwerpunkt auf der Gewinnung elektrischer Energie durch die Windkraft.

Die Windenergie-technik in Deutschland hat in den letzten 20 Jahren große Fortschritte gemacht. Positive Rahmenbedingungen, wie etwa staatliche Förderung von Forschung, Entwicklung, Investitionen und Betrieb, beschleunigten die technologische Entwicklung und Markteinführung. Deutschland nimmt deshalb hinter den USA weltweit den zweiten Platz in der Statistik der installierten Windenergie ein (Stand 2009). Zeitgleich sind die Preise für Windenergieanlagen und die Kosten von Windstrom wegen der Fertigung größerer Stückzahlen, optimierter Produktionsverfahren und effizienterer Anlagentechnik gesunken.

Der vorliegende Windatlas von Bayern dient als Informationsquelle, die die positive Entwicklung der Windenergienutzung weiter vorantreiben kann. Er enthält Karten der mittleren jährlichen Windgeschwindigkeit in 10 m, 80 m und 140 m Höhe über Grund. Die Erstellung dieser Karten erfolgte auf Basis

- von Winddaten, deren Messung durch den Deutschen Wetterdienst in den Jahren von 1971 bis 2000 sowie von 2005 bis 2009 erfolgte,
- von Daten aus den Jahren 2005 bis 2009, die von in Bayern liegenden Windenergieanlagen stammen,
- des digitalen Geländemodells DGM25 der Bayerischen Vermessungsverwaltung, das Bayern als eine virtuelle dreidimensionale Gitterlandschaft mit einer horizontalen Auflösung von 50 m beschreibt und
- des digitalen Datensatzes von „Corine Land Cover 2000“ (CLC 2000), der Daten der Bodenbedeckung in einer Auflösung von 100 m zur Ermittlung der Oberflächenrauigkeit zur Verfügung stellt.

Diese Karten ermöglichen einen ersten Überblick über die Windverhältnisse in Bayern, wie sie etwa für Betreiber von Windenergieanlagen, kommunale Planungsverbände oder den Bürger von Interesse sein können. Zusätzlich enthält der Atlas eine exemplarische Wirtschaftlichkeitsberechnung, die auf der Grundlage der jährlichen Verteilung der Windgeschwindigkeit eines potenziellen Standorts erstellt wurde sowie eine Betrachtung der technischen Entwicklung von Windenergieanlagen und den gesetzlichen Grundlagen der Netzeinbindung.

Der Atlas ermöglicht eine erste Abschätzung des mittleren Jahresenergieertrags einer Windenergieanlage bzw. der Eignung eines Standorts für die Windenergienutzung. Die Berechnungen können aber keinesfalls eine umfassende Standortanalyse ersetzen, bei der über einen Mindestzeitraum von 12 Monaten Windmessdaten direkt am geplanten Standort erhoben werden und mit meteorologischen Langzeitdaten einer Wetterstation zu einem Windgutachten verknüpft werden.



2. Grundlagen und Methodik



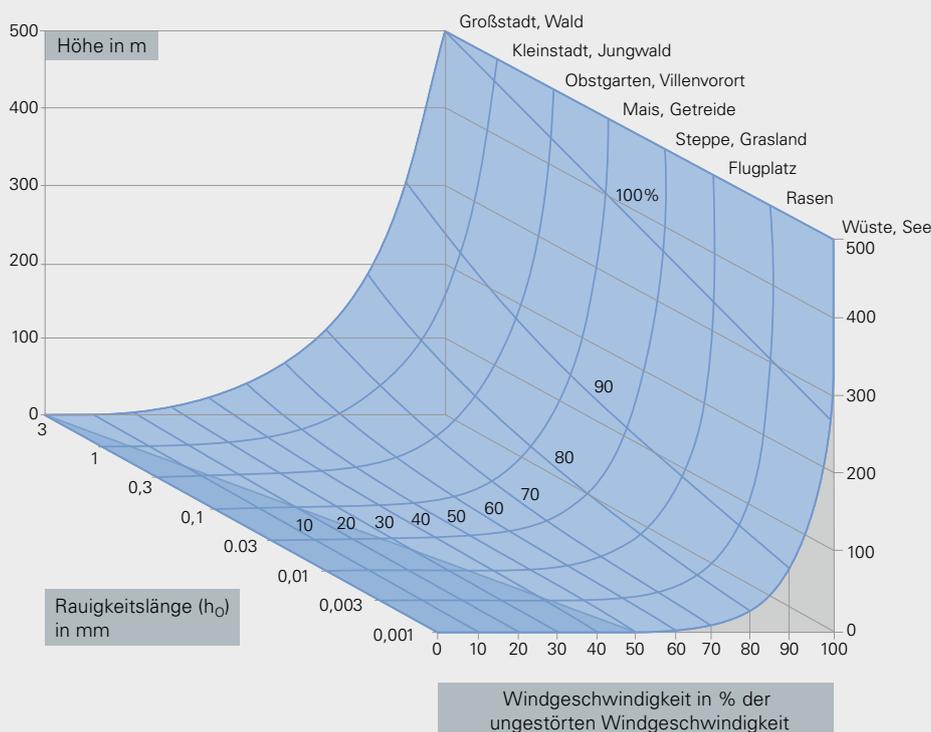
Der Wind als dreidimensional gerichtete Luftbewegung ist eine komplexe Klimagröße, die durch eine Vielzahl von Faktoren beeinflusst wird. Ursächlich für die Auslösung einer Luftbewegung ist zunächst ein horizontaler Luftdruckgradient, der im Wesentlichen auf die unterschiedliche Umsetzung der solaren Strahlung auf der Erdoberfläche und die sich daran anschließenden dynamischen Prozesse in der Atmosphäre zurückzuführen ist. Unmittelbar über den Landoberflächen findet – bedingt durch die Bodenreibung – eine Verminderung der Windgeschwindigkeiten statt, die je nach Bodenbeschaffenheit unterschiedlich ausfallen und sich bis in Höhen von einigen hundert Metern über Grund mit abnehmender Intensität bemerkbar machen kann. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 1 dargestellt. Eine entscheidende Rolle spielt dabei die so genannte Rauigkeitslänge, ein Faktor, der als Maß für den Reibungswiderstand der Landoberflächen dient. Je geringer der Wert der Rauigkeitslänge, desto geringer ist die Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe und desto kleiner wird auch der vertikal beeinflusste Bereich der durchströmten Atmosphäre. Kommt beispielsweise die Windgeschwindigkeit im Kernbereich einer Großstadt mit ihrer sehr dichten Bebauung nahezu

zum Erliegen, beträgt die bodennahe Windgeschwindigkeit bei gleichen meteorologischen Voraussetzungen bei sehr ebener Topographie noch immer etwa 50 % derjenigen in der Höhe der ungestörten Atmosphäre. Außerdem setzt sich der Rauigkeitseinfluss über Großstädten sehr viel weiter nach oben durch, als es bei weniger rauen Landoberflächen der Fall ist. So gleicht sich die Windgeschwindigkeit über Großstädten erst in einer Höhe von etwa 500 m über Grund derjenigen der freien Atmosphäre an, während dies – etwa über Wasserflächen – bereits bei knapp 300 m der Fall ist.

Ein weiterer wesentlicher Einflussfaktor für die Windgeschwindigkeit ist die Geländeform. Diese kann im Bereich höher aufragender Geländeteile – etwa im Bereich der bayerischen Mittelgebirge oder in den Höhenlagen der bayerischen Alpen – wegen der damit verbundenen Einengung des Strömungsquerschnitts bzw. aus Kontinuitätsgründen zu einer Erhöhung der Windgeschwindigkeiten führen. Darüber hinaus können an höher aufragenden morphologischen Strukturen Staueffekte auftreten, die luvseitig höhere Geschwindigkeiten zur Folge haben als auf der windabgewandten Leeseite. Im Bereich von tief eingeschnittenen Flusstälern können die Talgründe in Abhängigkeit der Anströmrichtung im Vergleich zu den begleitenden Talschultern deutlich herabgesetzte Windgeschwindigkeiten aufweisen.

Diesen Besonderheiten tragen die Karten der Windgeschwindigkeiten in Bayern Rechnung. Durch die Verwendung geeigneter Daten, die daraus erfolgte Ableitung spezifischer Geofaktoren und die Verwendung einer entsprechenden Methodik ermöglichen die vorliegenden Karten einen ersten Überblick über die Windverhältnisse in Bayern.

Abb. 1: Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit von der Höhe und der Landoberfläche





2.1 Datengrundlage

Für die Berechnung der räumlichen Verteilung des Windfeldes in Bayern wurden Klimadaten der Windgeschwindigkeit des Deutschen Wetterdienstes verwendet. Diese in 10 m Höhe erhobenen punktförmigen Stationswerte für die aktuelle Klimaperiode 1971 bis 2000 sowie von 2005 bis 2009 lagen in täglicher Auflösung vor. Verwendet wurden nur diejenigen Stationen in Bayern, die eine mindestens 20jährige Messreihe aufwiesen, um langjährig repräsentative Werte und ein hohes Maß an Aussagekraft der daraus resultierenden Windkarten sicherzustellen. Hinzu kamen Daten der Jahre 2005 bis 2009 von in Bayern betriebenen Windenergieanlagen die Informationen zu Windgeschwindigkeiten in Höhen über 65 m lieferten.

Das digitale Geländemodell DGM25 der Bayerischen Vermessungsverwaltung beschreibt Bayern als eine virtuelle dreidimensionale Gitterlandschaft mit einer horizontalen

Auflösung von 50 m. Es bildet die Grundlage sowohl für die Bestimmung der Höhenlage als auch für die Ableitung windrelevanter Geofaktoren, darunter etwa die großräumige topographische Gliederung der Landschaft für die Modellierung von Luv- bzw. Lee-Effekten sowie von klein- und großmaßstäbigen Windleitbahnen.

Die Landnutzung ist ursächlich für die unterschiedliche Rauigkeit der Oberfläche, die unmittelbar auf die Windgeschwindigkeit Einfluss nimmt. Als Eingangsgrößen dieses Faktors wurde der digitale Datensatz von Corine Land Cover 2000 (CLC2000) verwendet, der Daten der Bodenbedeckung für Bayern in einer Auflösung von 100 m zur Verfügung stellt. Die Hauptkategorien bilden bebauten und landwirtschaftlich genutzte Flächen, Wälder und naturnahe Flächen sowie Feucht- und Wasserflächen.

2.2 Methodik

Meteorologische Daten stammen aus unregelmäßig über das Land verteilten Stationen. Um aus diesen Daten flächendeckende Informationen hoher Genauigkeit zu generieren, müssen sie mit Hilfe geeigneter Interpolationsverfahren in die Fläche übertragen werden. Da aber meteorologische Elemente in aller Regel stark von raumbezogenen Parametern beeinflusst werden, sind einfache, rein distanzbasierende Verfahren nur selten zielführend. Aus diesem Grund wurde für die Erstellung der Karten ein geostatistischer Ansatz gewählt, der als wesentliche Einflussfaktoren die Höhe über NN, die Landnutzung, verschiedene topographische Elemente der Landschaft (Luv- bzw. Leesituationen) sowie spezifische Lageparameter (Geographische Länge und Breite) integriert. Weil bei einem statistischen Verfahren grundsätzlich Abweichungen zwischen den berechneten und den tatsächlich gemessenen Werten entstehen, wurden diese Abweichungen (Residuen) in einem zusätzlichen Schritt in die Fläche interpoliert. Die Addition der aus der multiplen Regressionsanalyse und der Residueninterpolation erhaltenen Werte ergibt die Karte der Windgeschwindigkeit in Bayern in 10 m Höhe.

Die Umrechnung der Windgeschwindigkeit für größere Höhen (80 und 140 m) erfolgte unter Berücksichtigung der Landnutzung und der sich daraus ergebenden spezifischen Rauigkeitslängen im Umkreis um jeden Rasterpunkt der Karte. In diese beiden Karten flossen auch Ergebnisse der Jahre 2005 bis 2009 ein, die von in Bayern betriebenen Windenergieanlagen der Jahre 2005 bis 2009 stammen. Die für 80 m Höhe berechneten Windgeschwindigkeiten basieren auf Daten von Nabenhöhen zwischen 65 und 108 m. Die für 140 m Höhe berechneten Werte wurden mit bei der Windenergieertragsberechnung üblichen Verfahren extrapoliert. Die auf diese Weise gewonnenen Windgeschwindigkeiten für Höhen von 80 m und 140 m decken zwar nicht das gesamte Spektrum aller Regionen ab, da sich die hinzugezogenen Windenergiestandorte überwiegend an windreichen Orten befinden. Jedoch konnte damit das Windprofil, das für das Verfahren zur Kartenerstellung benötigt wird, weiter kalibriert werden.

Die statistischen Kennwerte des verwendeten Berechnungsansatzes belegen, dass ein hohes Maß an Übereinstimmung mit den Messdaten vorhanden ist. Dennoch



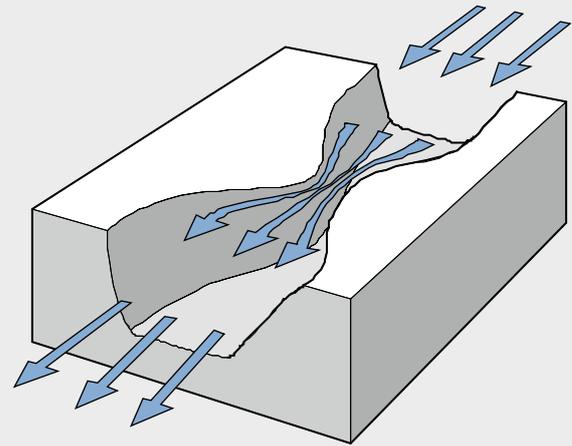
darf nicht übersehen werden, dass die Übertragung der Werte in die Fläche wie jede Form der Interpolation eine gewisse Unschärfe in sich birgt.

Auch wenn die räumliche Auflösung der Windkarten hoch ist, beschreiben alle verwendeten Geofaktoren lediglich großklimatische Einflüsse. Dies bedeutet, dass jeder einzelne Rasterpunkt zwar exakt beschrieben werden kann, kleinräumige Einflüsse dabei aber nur teilweise berücksichtigt werden können.

So üben etwa kleinräumige Windsysteme einen lokal begrenzten Einfluss auf die Windgeschwindigkeiten aus, der von dem verwendeten Modell nicht erfasst werden kann. Dazu gehören beispielsweise Land-See-Winde (deren Wirksamkeit aber erst bei größeren Wasserflächen nachzuweisen ist und für Bayern kaum Relevanz aufweist), Berg-Tal-Winde, die lokal bereits in den Mittelgebirgen auftreten können und eine Folge unterschiedlich starker Strahlungsabsorption und -abgabe auf geneigten Hangflächen darstellen sowie lokale Flurwindssysteme, die zwischen hochgradig versiegelten Stadtgebieten und dem Umland wehen. Des Weiteren kann es auch lokal durch eine horizontale Einengung des Strömungsquerschnitts – etwa in Talbereichen – zu einer Zunahme der Windgeschwindigkeit in diesem Abschnitt kommen (Abbildung 2). Solche aerodynamisch bedingten kleinräumigen Effekte wurden bei der Erstellung der vorliegenden Windkarten nicht berücksichtigt.

Bei der Berechnung der Windgeschwindigkeiten in 80 und 140 m Höhe wurde von einer indifferenten Schichtung der Atmosphäre ausgegangen, in der die durch die Bodenreibung verlangsamteten Luftpakete in höhere Schichten der Atmosphäre vorstoßen können. Dies stellt den Normalzustand der Atmosphäre in den mittleren Breiten dar, der aber in Bayern im Spätherbst und im Winter mehrfach durch eine stabile Schichtung der Atmosphäre ersetzt werden kann (Inversionswetterlage). Dies hat eine Entkoppelung der bodennahen Luftschicht und der Windströmung in der Höhe zur Folge.

Abb. 2: Veränderungen der Windgeschwindigkeit durch Geländeformen (aus: HÄCKEL 2005)



Wegen der großräumigen Darstellung der Windkarten und den beschriebenen unberücksichtigten kleinräumigen Abhängigkeiten des Windes ist es ratsam, für die Bestimmung der Windgeschwindigkeit eines Standortes mehrere umliegende Rasterpunkte zu aggregieren und daraus einen Mittelwert zu bilden.

Der Wert einer Rasterzelle entspricht immer derjenigen Windgeschwindigkeit, die auf Grundlage einer endlichen Anzahl von Geofaktoren berechnet worden ist und somit seine Abhängigkeit von Höhe, geographischer Länge und Breite sowie den abgeleiteten Indizes wiedergibt. Die Karten stellen demnach Übersichtskarten der Windgeschwindigkeit in Bayern als Orientierungshilfen dar, die lokale Windgutachten, wie sie von vielen Ingenieur- und Planungsbüros, Anlagenherstellern sowie vom Deutschen Wetterdienst angeboten werden, nicht ersetzen können.

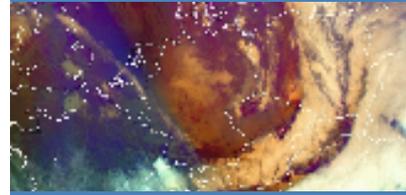


2.3 Kartographische Darstellung

Die Windkarten für 10, 80 und 140 m Höhe über Grund wurden einheitlich in einer Auflösung von 200 m gerechnet. Die Datenätze enthalten für jede Rasterzelle individuelle Werte der Windgeschwindigkeit in m/s. Für die kartographische Darstellung der Windkarten war es im Sinne einer besseren Lesbarkeit notwendig, diskrete Werteklassen zu definieren. Der Übergang von einer Windgeschwindigkeitsklasse in eine andere sollte daher nicht als exakte Wertegrenze sondern als Mittelpunkt eines Bereiches, in dem sich der allmähliche Übergang zwischen den Klassen vollzieht, interpretiert werden. Aus dem gleichen Grund wurde darauf verzichtet, über den

gesamten Wertebereich gleich große Klassenweiten zu definieren. Die Klassengröße wurde so gestaltet, dass in der kartographischen Umsetzung der Windkarten eine einfache Zuordnung der Werteklassen ermöglicht wird.





3. Karten



Abb. 3: Prozentuale Verteilung der mittleren jährlichen Windgeschwindigkeiten in Bayern, berechnet für 10 m Höhe (Zeitraum 1971 – 2000)

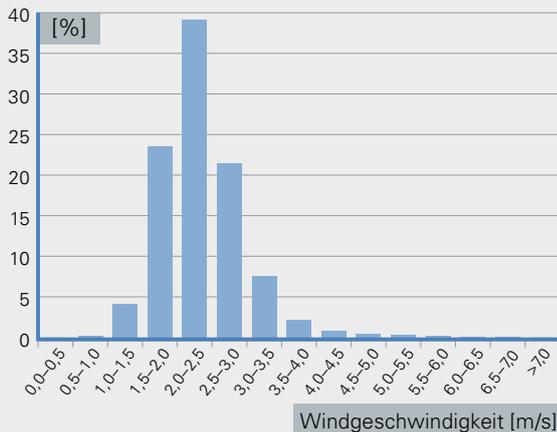


Abb. 4: Prozentuale Verteilung der mittleren jährlichen Windgeschwindigkeiten in Bayern, berechnet für 80 m Höhe (Zeitraum 1971 – 2000)

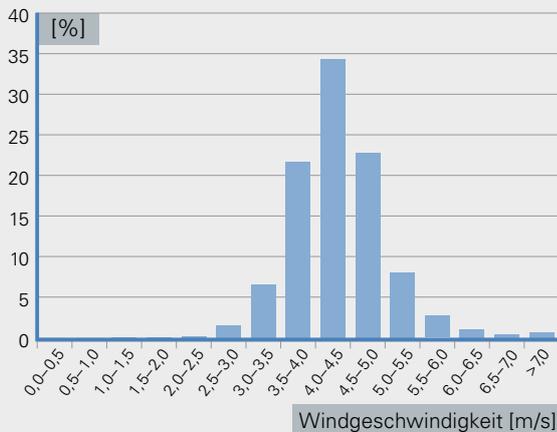
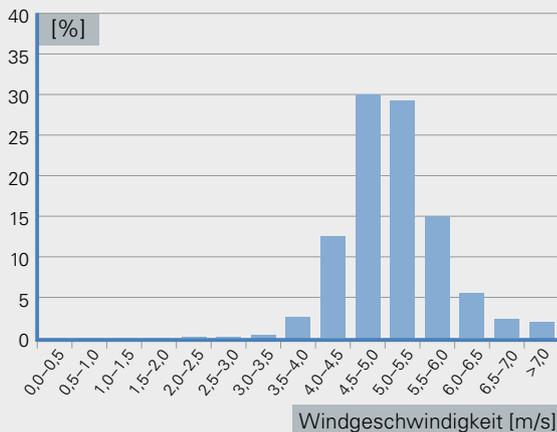


Abb. 5: Prozentuale Verteilung der mittleren jährlichen Windgeschwindigkeiten in Bayern, berechnet für 140 m Höhe (Zeitraum 1971 – 2000)



Bayern erweist sich aufgrund seiner Randlage in Bezug auf den nordhemisphärischen Westwindgürtel als überwiegend windschwaches Gebiet. Bedingt durch seine stark ausgeprägte Reliefgliederung und einen hohen Waldanteil liegen die für 10 m Höhe modellierten Werte der Windgeschwindigkeit im Wesentlichen in einem Bereich zwischen 1,5 und 3,0 m/s (Abbildung 3).

Betrachtet man die Windgeschwindigkeiten in größeren Höhen, so ergeben sich aufgrund der dominierenden Landnutzungen mit großen Rauigkeitslängen hohe vertikale Gradienten, die zum Teil deutlich höhere Windgeschwindigkeiten zur Folge haben (Abbildungen 4 und 5).

80 m entsprechen der Nabenhöhe heute gängiger Windenergieanlagen. Mit den Karten der Windgeschwindigkeit in 140 m Höhe trägt dieser Atlas der Entwicklung Rechnung, dass moderne Windenergieanlagen einen konstruktiven Trend in die Höhe aufweisen, um durch die dort herrschenden größeren Windgeschwindigkeiten höhere Erträge zu ermöglichen.



3.1 Das Windfeld in Nordbayern

■ 10 m Höhe

Weite Teile Nordbayerns weisen in einer Höhe von 10 m über Grund Windgeschwindigkeiten zwischen 2,0 und 2,5 m/s auf. Es gibt aber eine Reihe von kleineren und größeren Gebieten, die sich durch höhere Windgeschwindigkeiten auszeichnen. Dies betrifft etwa die umschließenden Höhen der nordostbayerischen Becken, für die Werte von bis zu 3,5 m/s berechnet wurden. Geringfügig höhere Windgeschwindigkeiten weisen die Höhenlagen des nördlichen Frankenwaldes sowie die höchsten Erhebungen des bayerischen Fichtelgebirges auf. Die höchsten Windgeschwindigkeiten in Nordbayern finden sich im nördlichen Oberpfälzer Wald. Hier weist die Karte jährliche Mittel der Windgeschwindigkeit von bis zu 4,6 m/s auf, eine Folge der exponierten Lage in Bezug auf die im Jahresverlauf dominierenden westlichen Winde.

Höhere Jahresmittel finden sich ebenfalls in den relativ freien, unbewaldeten Höhenlagen der Rhön und seiner südöstlichen Ausläufer sowie auf den exponierten Rücken des südlichen Spessarts und der nördlichen Fränkischen Alb, hier vor allem an den luvseitigen Anstiegen und auf den Höhenrücken (3,0–3,3 m/s). Kleinere Bereiche mit Jahresmitteln zwischen 3,0 und 3,5 m/s finden sich vor allem dort, wo durch einen hohen Freiflächenanteil und kleinen Rauigkeitslängen windgünstige Bedingungen herrschen.

Gebiete mit relativ geringen Windgeschwindigkeiten finden sich in Nordbayern grundsätzlich in den Tälern der Flusseinzugsgebiete. Hier werden im Jahresmittel nur noch Geschwindigkeiten zwischen 1,0–1,8 m/s gemessen. Ursächlich ist die durch das umgebende Relief vorgegebene mehr oder weniger effektive aerodynamische Abschattung des Geländes.

Gebiete mit geringen Werten finden sich außerdem in weiten Teilen Mittelfrankens (1,0–2,0 m/s), so etwa auf der windabgewandten Seite der nördlichen Fränkischen Alb. Gerade das letztgenannte Gebiet ist ein gutes Beispiel für die Wirkung des Reliefs auf die Windgeschwindigkeit. So liegen die Werte auf der Westseite der nördlichen Fränkischen Alb zwischen Nürnberg und Bamberg im Mittel um etwa 0,7 m/s über denen der leeseitig gelegenen Gebiete zwischen Amberg und Weiden.

■ 80 und 140 m Höhe

Die Windgeschwindigkeiten in Höhen von 80 bzw. 140 m über Grund werden im Wesentlichen durch die vorherrschende Landnutzung und das Relief bestimmt. Über bewaldeten oder hochaufragend bebauten Gebieten wie etwa über Großstädten nimmt die Windgeschwindigkeit wegen des großen vertikalen Gradienten deutlicher als beispielsweise über Ackerflächen oder gar stehenden Gewässern zu (vgl. Abbildung 1).

So liegen im Bereich der Beckenlandschaften Nordostbayerns die Windgeschwindigkeiten wegen des relativ großen Waldanteils bei 4,0 m/s (80 m) bzw. 4,5 m/s (140 m). Ähnliche Größenordnungen finden sich in über den urban geprägten Landschaften Mittelfrankens (3,0–3,5 m/s in 80 m Höhe, 3,5–4,8 m/s in 140 m Höhe). Werte der mittleren jährlichen Windgeschwindigkeit von zum Teil weniger als 3,5 m/s (80 m) bzw. weniger als 4,5 m/s (140 m) finden sich längs der windabgewandten, östlichen Fränkischen Alb und überall dort, wo wegen einer überwiegend ackerbaulichen Nutzung der vertikale Gradient der Windgeschwindigkeit gering ausfällt.

In den tief eingeschnittenen Flusstälern Nordbayerns erreichen die Windgeschwindigkeiten selbst in 140 m Höhe über Grund kaum Werte über 3,5 m/s, während über den sanftwellig ausgestalteten Muldentälern Mittelfrankens Werte von 3,8 bis 4,5 m/s errechnet werden.

Insgesamt deutlich höhere Windgeschwindigkeiten finden sich über den Randgebirgen bzw. den Höhenzügen Nordbayerns. Wegen der dominanten landwirtschaftlichen Landnutzung nehmen in diesen Gebieten die Windgeschwindigkeiten aufgrund der starken Bodenreibung mit der Höhe deutlich zu. Einzelne Regionen des Oberpfälzer Waldes weisen Windgeschwindigkeiten über 4,5 m/s (80 m) bzw. über 5,4 m/s (140 m) auf, im Fichtelgebirge liegen die Maxima zwischen 6,5 und 7,0 m/s in 80 m bzw. über 7,0 m/s in 140 m Höhe.

Geringfügig windschwächer präsentiert sich der Frankenwald mit jährlichen Mitteln der Windgeschwindigkeit zwischen 4,0–5,0 m/s (80 m) und bis zu 6,8 m/s in 140 m Höhe. Vergleichbare Verhältnisse herrschen zum Teil auch im Nordwesten Bayerns. Jedoch liegen über den bewaldeten Höhen des Spessarts die Windgeschwindigkeiten



in 80 und 140 m Höhe etwas tiefer als über der Rhön. Werte zwischen 3,2 und 4,2 m/s (80 m) bzw. 4,0 und 6,0 m/s (140 m) mit Spitzenwerten um 6,2 m/s (80 m) bzw. 7,0 m/s (140 m) prägen im Spessart das regionale Windfeld.

Eine Zone mit erhöhten Windgeschwindigkeiten stellen die exponierten Kuppenlagen der Fränkischen Alb dar. In 80 m Höhe dominieren Windgeschwindigkeiten zwischen 4,0–5,5 m/s (4,8–6,5 m/s in 140 m). Lediglich in den Tälern fallen die Windgeschwindigkeiten auf Werte unter 4,0 m/s ab.



3.2 Das Windfeld in Südbayern

■ 10 m Höhe

Südbayern weist einen hohen Anteil acker- und waldbaulich genutzter Flächen sowie ein weitestgehend gleichmäßig gestaltetes Relief zwischen Donau und Alpenvorland bzw. zwischen der westlichen Landesgrenze und dem Anstieg zum Bayerischen Wald auf. In diesem großen Gebiet dominieren Windgeschwindigkeiten, die in 10 m Höhe in einer Größenordnung zwischen 2,0–3,0 m/s liegen.

Naturgemäß weisen die Flusstäler generell etwas geringere Werte als im Bereich der Talschultern und der daran anschließenden höher liegenden Flächen auf. Die Unterschiede sind allerdings nicht groß. Die typischen Windgeschwindigkeiten in den Flusstälern liegen zwischen 1,7 und 2,0 m/s, über den angrenzenden Höhen werden Werte erreicht, die im Mittel 0,3 m/s über denen der Talsohlen liegen.

Niedrige Windgeschwindigkeiten zwischen 1,8–2,2 m/s finden sich verbreitet längs des Anstiegs zur Fränkischen Alb oder vereinzelt über tiefer gelegenen Gebieten des Alpenrandes, so etwa im Chiemgau (0,8–1,8 m/s), im Ruppertwinkel (0,8–1,6 m/s) oder im Allgäu (0,6–1,8 m/s).

Deutlich ausgeprägte Gradienten der Windgeschwindigkeit lassen sich in weiten Bereichen des nördlichen Alpenvorlandes erkennen. Mit zunehmender Annäherung an die Alpen kommt es grundsätzlich zu einer Erhöhung der Jahresmittelwerte. So werden beispielsweise in den höheren Lagen des Allgäus Windgeschwindigkeiten zwischen 2,6 und 3,0 m/s in 10 m Höhe erreicht, auch da hier aufgrund der traditionell betriebenen Grünlandwirtschaft offene Landschaftsformen mit geringer Bodenreibung dominieren.

Die höchsten Werte der Windgeschwindigkeit und zugleich auch die größten Unterschiede auf engstem Raum liegen im Bayerischen Wald und inmitten der bayerischen Alpen. So werden um den Großen Arber (1456 m NN) mittlere Windgeschwindigkeiten bis zu 5,6 m/s erreicht. Dazwischen liegen in den teilweise tief eingeschnittenen und windabgewandten Tälern Bereiche, in denen die mittlere Jahresgeschwindigkeit auf Werte unter 1,0 m/s absinkt.

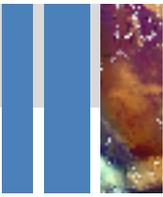
Noch extremere Verhältnisse herrschen in den bayerischen Alpen. Das absolute Maximum der mittleren Windgeschwindigkeit in Bayern wird auf der 2963 m hohen Zugspitze mit einem Jahresmittel von 7,1 m/s erreicht. Generell sind in den bayerischen Alpen – von den Allgäuer Alpen über das Wettersteingebirge, das Karwendel, die Chiemgauer Alpen bis hin zu den Berchtesgadener Alpen – in den Hochlagen Werte der Windgeschwindigkeit zwischen 6,5 und 7,0 m/s vorherrschend und sinken in den umgrenzenden Alpentälern auf Werte zwischen <1,0 und 2,0 m/s ab.

■ 80 und 140 m Höhe

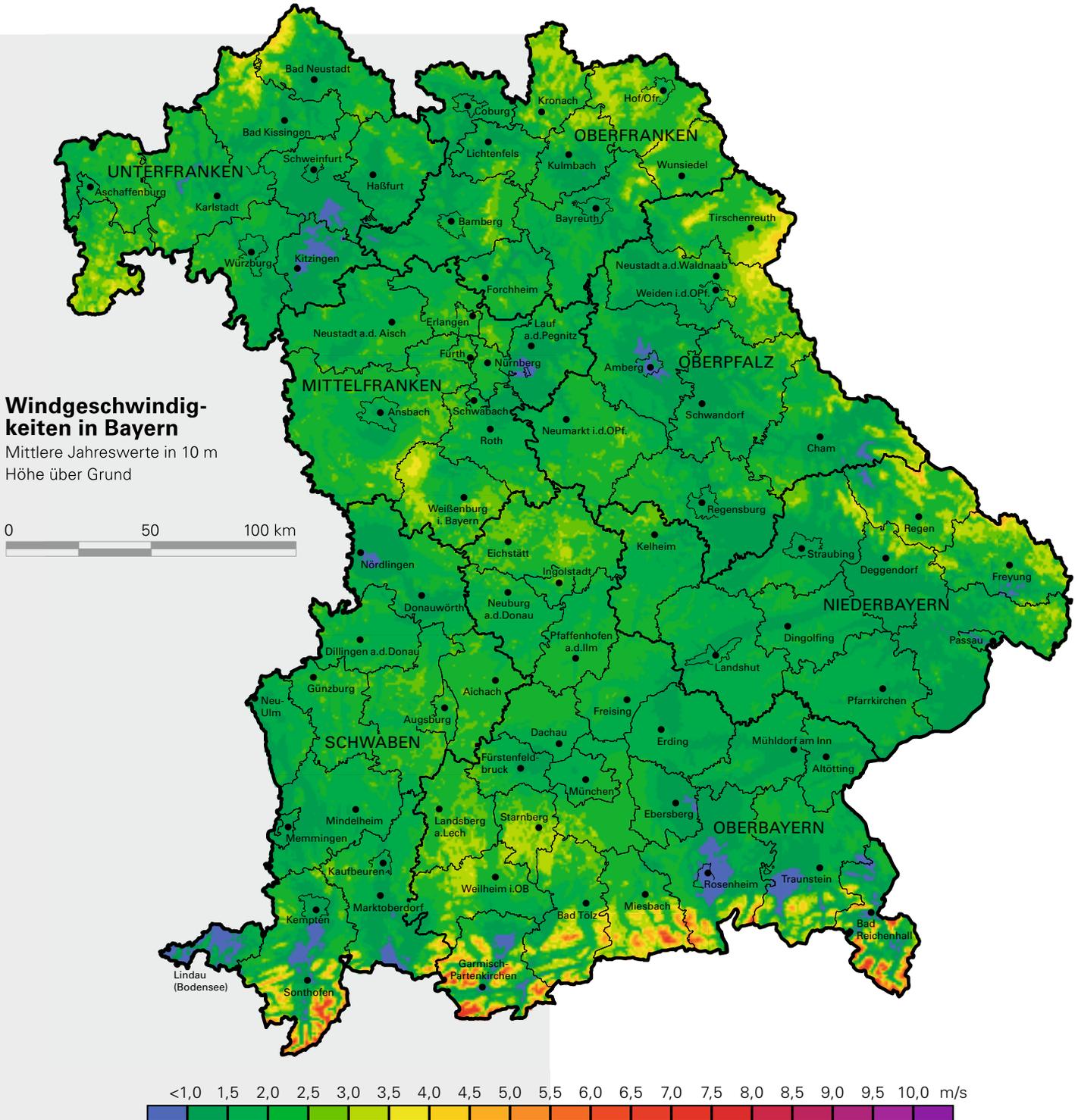
Die Windgeschwindigkeiten in 80 bzw. 140 m Höhe führen auch im Süden Bayerns zu höheren Jahresmittelwerten. Davon sind auch die isolierten Kammlagen der Mittelgebirge und des Alpenraums betroffen. So steigen im Bereich der Zugspitze die Windgeschwindigkeiten auf Werte zwischen 10,7 und 11,5 m/s in 80 bzw. 140 m Höhe „über Grund“ an. Am Großen Arber werden Werten zwischen 7,0 und 7,8 m/s in 80 bzw. 140 m Höhe erreicht.

Deutliche Steigerungen der Windgeschwindigkeiten gibt es überall dort, wo sich wegen eines hohen Waldanteils ein großer vertikaler Gradient der Windgeschwindigkeit ausbildet. Die Werte über diesen Gebieten bewegen sich in einem Bereich zwischen 5,0–5,8 m/s in 80 m und 5,5–6,8 m/s in 140 m über Grund.

Einen weiteren Schwerpunkt mit relativ hohen Windgeschwindigkeiten bilden schließlich noch die bewaldeten Anstiege zu den höher gelegenen Regionen Bayerns, die etwa am und im Bayerischen Wald großflächig Werte zwischen 5,0–6,0 m/s in 80 m Höhe und 5,6–7,0 m/s in 140 m Höhe aufweisen. Etwas tiefer liegen die Werte am Südrand der Fränkischen Alb, die aber trotz der geringeren Höhe und des geringeren Waldanteils immer noch Werte bis zu 5,0 m/s in 80 m Höhe und bis zu 6,5 m/s in 140 m Höhe erreichen. Im Staubereich der Alpen – und hier vor allem über den bewaldeten Hängen – kommt es zu einer deutlichen Vergrößerung derjenigen Flächen, die in 80 m Höhe über Grund mittlere Windgeschwindigkeiten zwischen 5,0 und 7,0 m/s aufweisen.



3.3 Übersichtskarten der mittleren Windgeschwindigkeiten (in 10, 80 und 140 m Höhe über Grund)



Messzeitraum: 1971–2000 und 2005–2009
Datenquelle: Deutscher Wetterdienst (DWD)

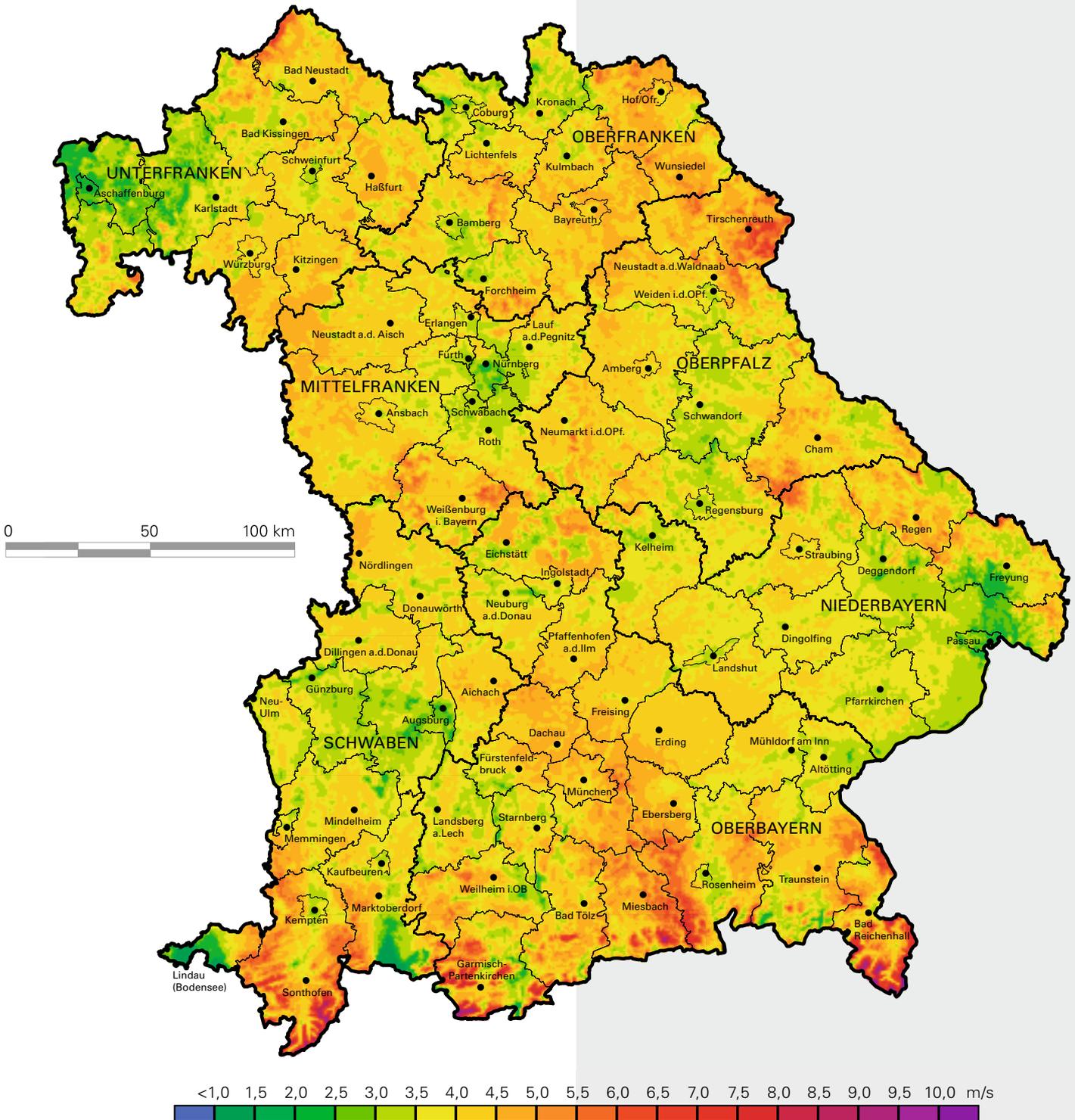


Bearbeitung: geoKLIM consulting
Kartenprojektion: Gauß-Krüger-Abbildung (12°)



Windgeschwindigkeiten in Bayern

Mittlere Jahreswerte in 80 m Höhe über Grund



Messzeitraum: 1971–2000 und 2005–2009
 Datenquelle: Deutscher Wetterdienst (DWD)

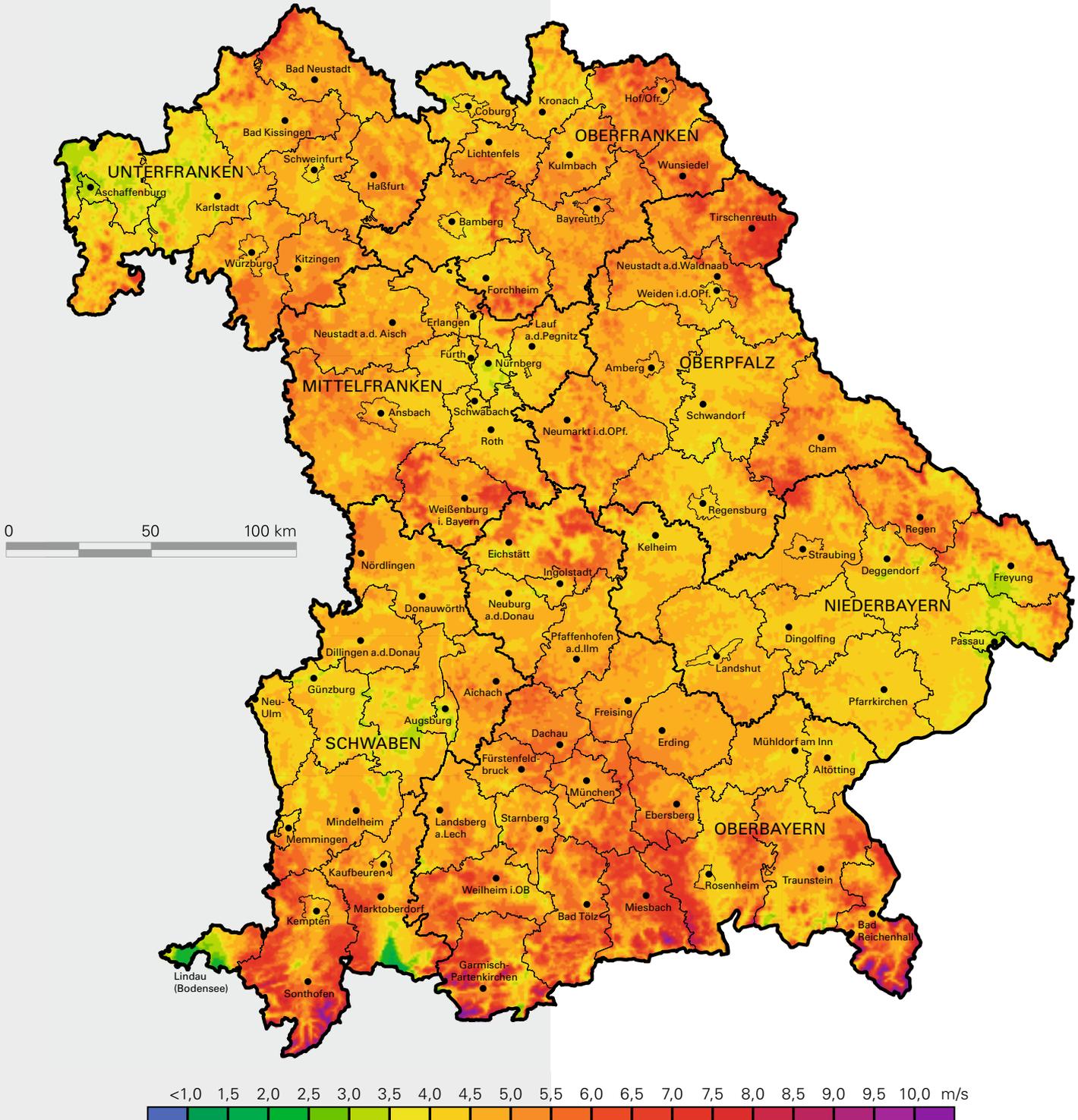


Bearbeitung: geoKLIM consulting
 Kartenprojektion: Gauß-Krüger-Abbildung (12°)



Windgeschwindigkeiten in Bayern

Mittlere Jahreswerte in 140 m Höhe über Grund



Messzeitraum: 1971–2000 und 2005–2009
 Datenquelle: Deutscher Wetterdienst (DWD)

geoKLIM
 consulting

Bearbeitung: geoKLIM consulting
 Kartenprojektion: Gauß-Krüger-Abbildung (12°)

4. Nutzung der Windenergie





4.1 Leistung einer Windenergieanlage

Eine Windenergieanlage (WEA) wandelt die kinetische Energie des Windes über die Rotorblätter und den Generator in elektrische Energie um. Die Leistung P_W einer Windenergieanlage wird aus der Windgeschwindigkeit v_W , der Luftdichte ρ_L und der vom Wind überstrichenen Rotorfläche r_R sowie dem dimensionslosen Leistungsbeiwert C_p berechnet:

$$P_{\text{Wind}} = 0,5 \times [\pi \cdot (r_R)^2] \cdot \rho_L \cdot C_p \cdot (v_W)^3$$

dabei ist:

- r_R = Rotorradius [m]
- ρ_L = Luftdichte (1,2–1,3 kg/m³)
- C_p = Leistungsbeiwert der Anlage
- v_W = Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe [m/s]

Der Leistungsbeiwert C_p kann als Maß für die dem Wind entnommene Leistung beschrieben werden und ist abhängig von der Windgeschwindigkeit und der Drehzahl der Anlage. Er kann gemessen oder mit Hilfe der Tragflügeltheorie nach dem Betzchen Gesetz beschrieben werden, nach dem eine Windenergieanlage maximal 59,3% der im Wind enthaltenen kinetischen Energie in Rotationsenergie umwandeln kann. Dieser theoretische Wert kann in der Praxis jedoch nicht erreicht werden; heutige

nach dem Auftriebsprinzip arbeitende Anlagen kommen auf Leistungsbeiwerte zwischen 45 und 55% ($C_p = 0,45$ bzw. $0,55$), Windenergieanlagen, die nach dem Widerstandsprinzip arbeiten, erreichen jedoch wegen des geringen aerodynamischen Wirkungsgrades lediglich Werte um 20% ($C_p = 0,20$). Der Leistungsbeiwert einer Windenergieanlage ist eine wichtige Kenngröße zur Beschreibung der Effizienz der Anlage. Er ist kein Wirkungs- sondern ein Erntegrad, da ein Teil der Energie ungenutzt am Rotor vorbei streicht und in der abgebremsten Strömung erhalten bleibt.

Der Rotorradius bestimmt die Kreisfläche, durch die der Wind strömt. Es gilt: Bei einer Verdoppelung des Rotorradius vervierfacht sich die Leistung einer Windenergieanlage. Noch stärker wirken sich Änderungen der Windgeschwindigkeit aus. Verdoppelt sich die Windgeschwindigkeit, so verachtfacht sich die Leistung. Diese Zusammenhänge sind in Abbildung 6 dargestellt.

Abb. 6: Zusammenhang zwischen der Windgeschwindigkeit, dem Rotorradius und der Leistung für zwei Windenergieanlagen WEA A und WEA B





4.2 Technische Entwicklung von Windenergieanlagen

Mit dem in den letzten zwanzig Jahren erfolgten Ausbau der Windenergienutzung war auch ein stetiger Fortschritt der Technik verbunden, d.h. eine Entwicklung hin zu luvseitig montierten Dreiblattrotoren. Andere Rotorbauformen spielen heute aus technischen und wirtschaftlichen Erwägungen keine Rolle. Bis zum Beginn der großtechnischen Nutzung der Windenergie um 1995 dominierten Systeme, bei denen oberhalb der Nenngeschwindigkeit ein aerodynamisch bedingter

Strömungsabriss die Drehzahl und damit die Leistung einer Windkraftanlage begrenzte (Stall). Seit dieser Zeit ist allerdings eine klare Entwicklung des Regelungskonzeptes in Richtung Rotorblattverstellung erkennbar. Nach dem heutigen technischen Stand gewährleisten solche Systeme eine optimale Leistungsregelung während des Betriebes der Anlage. Bei Erreichen der Anlaufgeschwindigkeit stehen die Rotorblätter in voller Breite zur Strömung und verbleiben in dieser Stellung bis zum Erreichen

Abb 7: Entwicklung der Rotordurchmesser und Nabenhöhen von Windenergieanlagen in Deutschland (Quelle: Windenergie Report Deutschland)

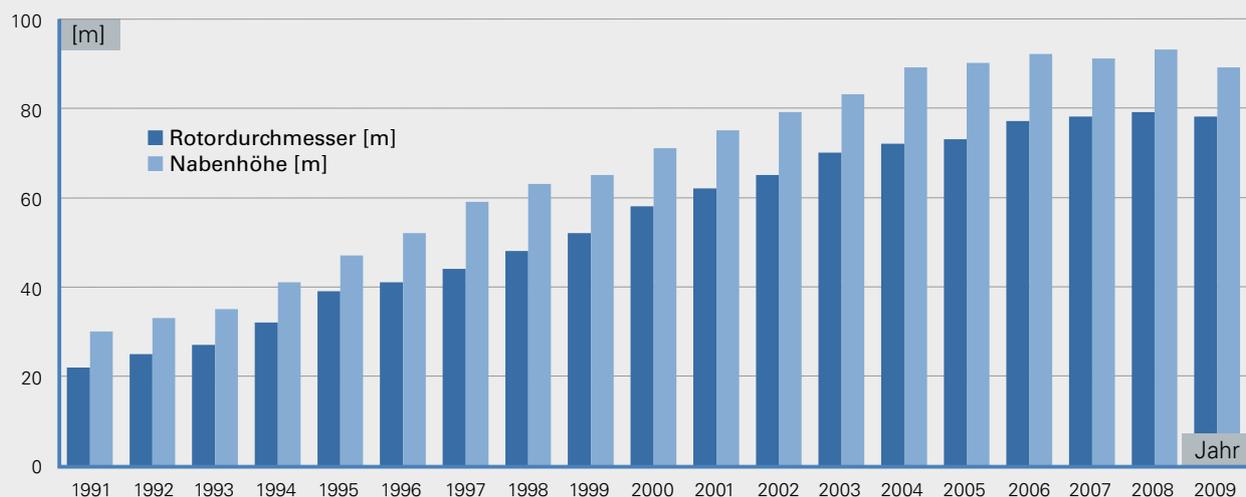
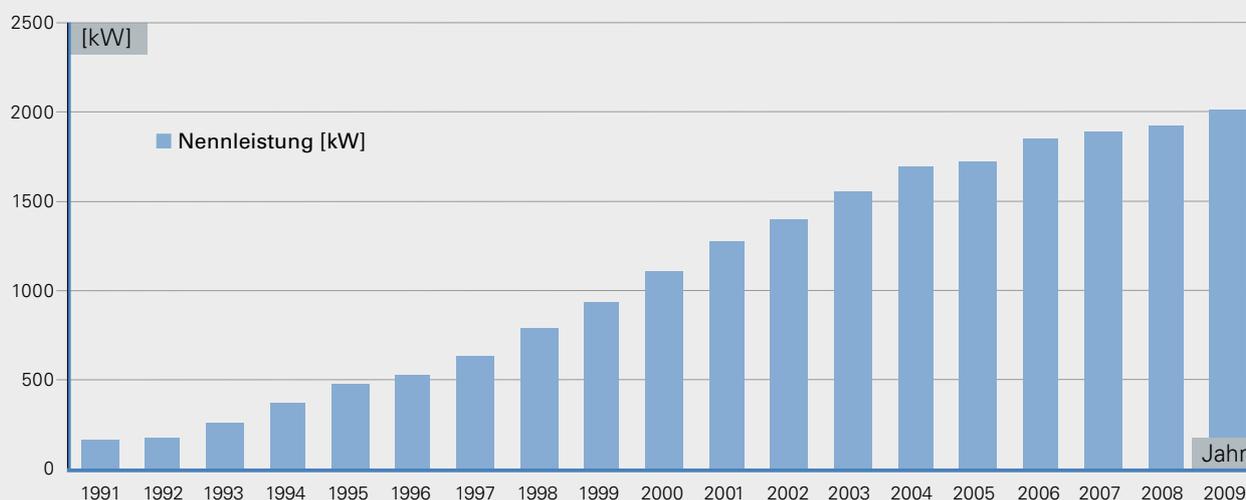


Abb 8: Entwicklung der mittleren Nennleistung [kW] von Windenergieanlagen in Deutschland (Quelle: DEWI 2009)





der Nennleistung. Erst bei zunehmendem Wind oberhalb der Nennleistung fahren die Blätter entsprechend aus dem Wind und begrenzen dadurch die Leistung, sodass die Anlage bis zur Abschalt-Windgeschwindigkeit Nennleistung fährt (Pitch). Durch unabhängiges Verdrehen der Rotorblätter dient das System weiterhin zur Steuerung von Start- und Stoppvorgängen.

Der technische Fortschritt der Windenergieanlagen zeigt sich aber auch in der Größenentwicklung der installierten Anlagen und deren Leistung. Aus kleinen Windrädern mit Rotorradien unter 10 m und rund 30 kW mittlerer Leistung entwickelten sich in den vergangenen 20 Jahren Windenergieanlagen, deren Nennleistung mehr als 5 MW und deren Rotorradius mehr als 60 m betragen kann (Abbildungen 7 und 8).



5. Anwendungsbeispiel für die Berechnung des mittleren Jahresenergieertrages



Die Grundlage für die Berechnung des mittleren Jahresenergieertrages stellt die so genannte Leistungskennlinie dar, die die anlagenspezifische Leistung einer Windenergieanlage in Abhängigkeit von der mittleren Windgeschwindigkeit darstellt (Abbildung 10). Eine Beurteilung der Standortgüte allein über die mittlere Windgeschwindigkeit ist allerdings nur bedingt zweckmäßig, entscheidender für die Abschätzung der wirtschaftlichen Rentabilität eines Standortes ist vielmehr die jahreszeitliche Verteilung der Windgeschwindigkeit. Diese kann mit Hilfe spezieller, auf dem Markt verfügbarer Berechnungsprogramme durch die Weibull-Verteilungsfunktion und deren Kenngrößen beschrieben werden (Tabelle 1).

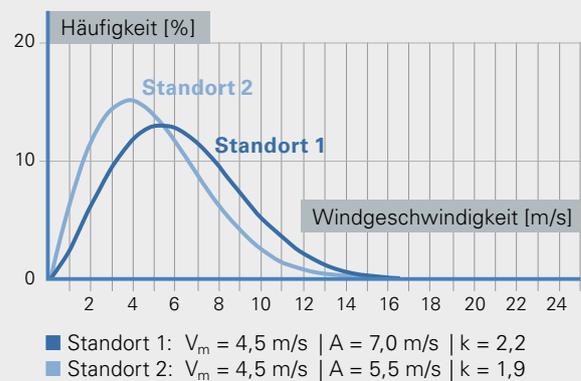
Tab. 1: Kenngrößen A und k der Weibull-Verteilungsfunktion für ausgewählte Regionen Deutschlands (Werte für 40 m Höhe über Grund)

	A [m/s]	k
Küste	7,02	2,17
Norddeutsche Tiefebene	5,52	1,97
Mittelgebirge	5,55	1,91

Der Skalierungsfaktor A ist ein Maß für die Gleichverteilung von Häufigkeiten. Große Werte weisen auf ein relativ häufiges Vorkommen starker Winde hin. Der dimensionslose Parameter k gibt dagegen die Form einer Verteilung an, hohe Werte stehen für Winde mit geringen jahreszeitlichen Schwankungen.

Die Bedeutung der jahreszeitlichen Verteilung der Windgeschwindigkeit für eine Abschätzung des Energieertrags wird ersichtlich, wenn man zwei Standorte 1 und 2 mit gleicher mittlerer Windgeschwindigkeit in unterschiedlichen Regionen vergleicht (Abbildung 9).

Abb. 9: Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit für zwei unterschiedliche Standorte mit gleicher mittlerer Windgeschwindigkeit



Trotz gleicher mittlerer Windgeschwindigkeit weist Standort 1 gegenüber Standort 2 ein häufigeres Vorkommen höherer Windgeschwindigkeiten auf.



5.1 Abschätzung des mittleren Jahresenergieertrages

Anhand eines Beispiels soll die Wirtschaftlichkeit zweier unterschiedlich dimensionierter Windenergieanlagen **WEA 1** und **WEA 2** an zwei bayerischen Standorten berechnet werden. Tabelle 2 zeigt die mittleren jährlichen Windgeschwindigkeiten in 10, 100 und 130 m Höhe für die Standorte A (Nordostbayern, luvseitige Mittelgebirgslage, 600 m NN) und B (Alpenvorland, 500 m NN). Tabelle 3 fasst die exemplarisch angenommen Anlagenkennwerte zusammen.

Tab. 2: Mittlere jährliche Windgeschwindigkeiten an den Standorten A und B

Höhe über Grund [m]	Standort A [m/s]	Standort B [m/s]
10	3,7	2,5
100	5,9	4,0
130	6,2	4,2

Tab. 3: Anlagenkennwerte der WEA 1 und WEA 2

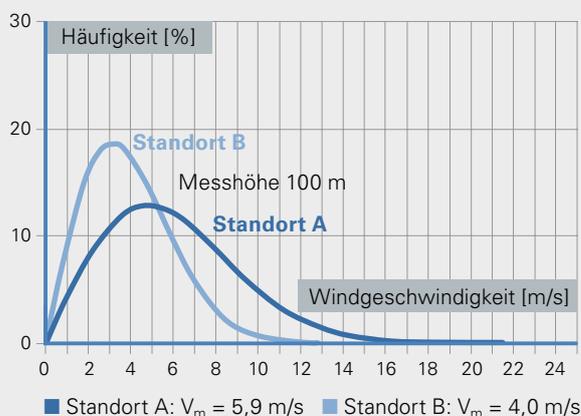
	WEA 1	WEA 2
Installierte Leistung [MW]	2,0	3,0
Nabenhöhe [m]	100	130
Rotorradius [m]	41	50
Erntefläche [m ²]	5281	7854

Aus den Leistungskennlinien der beiden Windenergieanlagen (Abbildung 10) sowie der jahreszeitlichen Verteilung der Windgeschwindigkeiten an den Standorten von **WEA 1** und **WEA 2** (Abbildung 11) lassen sich die jährlichen Energieerträge berechnen.

Abb. 10: Anlagenspezifische Leistungskennlinien von WEA 1 und WEA 2



Abb. 11: Jahreszeitliche Verteilung der Windgeschwindigkeiten an den Standorten A und B



Die Ergebnisse dieser Berechnung sind in Tabelle 4 zusammengefasst. Wegen der nach oben zunehmenden Windgeschwindigkeit und der größeren Erntefläche der **WEA 2** liegen deren Energieerträge an beiden Standorten etwa um den Faktor 2,1 über denen der **WEA 1**. Dies spiegelt sich auch in den monetären Erträgen wider. Zugrunde gelegt wurde dabei die im Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG 2009) geregelte Einspeisevergütung in Höhe von 0,092 €/kWh für elektrischen Strom aus Windenergie.



Tab. 4: Jährliche Stromerträge (MWh/a) und monetärer Erträge (€/a, alle Werte gerundet) an den Standorten A und B für WEA 1 und WEA 2 (Quelle: Bundesverband Windenergie e.V.)

	Standort A Erträge pro Jahr		Standort B Erträge pro Jahr	
	MWh/a	€/a	MWh/a	€/a
WEA 1	4,500	414.000	2.200	202.000
WEA 2	6.500	598.000	3.100	285.000
Differenz	-2.000	-184.000	-900	-83.000

Das Beispiel zeigt, dass solche Berechnungen eine erste Abschätzung der Eignung eines Standortes für eine Windenergieanlage ermöglichen. Sie können aber keinesfalls eine umfassende Standortanalyse ersetzen, bei der über einen Mindestzeitraum von 12 Monaten Windmessdaten erhoben und mit meteorologischen Langzeitdaten einer Wetterstation zu einem Windgutachten verknüpft werden.



5.2 Kosten und Wirtschaftlichkeit

Die Kosten einer Windenergieanlage setzen sich aus den Investitions- und den Betriebskosten zusammen. Dabei umfassen die Investitionskosten den Anlagenpreis sowie die Investitionsnebenkosten, zu denen unter anderen die Aufwendungen für Planung, Fundament, Netzanbindung, Geländeerschließung, gutachterliche Tätigkeiten und artenschutzrechtliche Prüfungen zählen. Der Anlagenpreis umfasst ca. 70–80 % der Investitionskosten.

Die Betriebskosten setzen sich im Wesentlichen aus den laufenden Kosten für Wartung, Reparatur, Versicherung, Grundstückskosten und Steuern zusammen. Ihr Anteil liegt in den ersten zehn Betriebsjahren bei jährlich ca. 5 % der Gesamtkosten einer Windenergieanlage und steigt im Schnitt auf ca. 7 % im zweiten Betriebsjahrzehnt. Dieser Anstieg ist hauptsächlich auf die zunehmenden Kosten für Wartung und Instandhaltung allmählich verschleißender Anlagenkomponenten zurückzuführen. Grundsätzlich sinken mit zunehmender Größe der Windenergieanlagen die spezifischen Betriebskosten. So liegen diese bei Anlagen mit Nennleistungen unter 0,3 MW bei etwa 30 €/kW, während sie bei Anlagen der Leistungsklasse größer

1 MW nur mehr die Hälfte pro kW installierter Leistung betragen.

Wachsende Turmhöhen, größere Rotordurchmesser und technische Weiterentwicklungen bedingten in den zurück liegenden Jahren höhere Investitionskosten. Durch die gleichzeitig gesteigerte Effizienz und den damit erzielbaren steigenden Energieerträgen sanken die Kosten für Windenergieanlagen im Jahr 2007 aber auf rund 1.350 €/kW installierter Leistung.

Für eine Wirtschaftlichkeitsberechnung eines Standortes müssen die zu erwartenden Erträge den Kosten gegenüber gestellt werden. Dafür werden folgende Annahmen getroffen:

- Investitionskosten: 1.100 €/kW installierter Leistung
- Betriebskosten: 15 €/kW

In den Tabellen 5 und 6 sind die Investitionskosten, die Betriebskosten und die jährlichen Erträge der **WEA 1** und **WEA 2** dargestellt.

Tab. 5: Kostenrechnung zur WEA 1 (Werte gerundet)

WEA 1	Standort A	Standort B
Investitionskosten	2.900.000 €	2.900.000 €
Jährliche Betriebskosten	30.000 €	30.000 €
Jährliche Erträge	414.000 €	202.000 €
Verluste im ersten Jahr	2.516.000 €	2.728.000 €
Amortisationszeitraum	7,6 Jahre	16,9 Jahre

Tab. 6: Kostenrechnung zur WEA2 (Werte gerundet)

WEA 2	Standort A	Standort B
Investitionskosten	3.800.00 €	3.800.00 €
Jährliche Betriebskosten	45.000 €	45.000 €
Jährliche Erträge	598.000 €	285.000 €
Verluste im ersten Jahr	3.247.000 €	3.560.000 €
Amortisationszeitraum	7,0 Jahre	16,3 Jahre



Deutlich ist der Einfluss des Standortes und der Größe einer Windenergieanlage auf ihre Rentabilität zu erkennen. Je höher die Windgeschwindigkeit und je größer die Dimensionierung einer Anlage ist, desto kürzer wird im Allgemeinen ihr Amortisationszeitraum.



6. Vergütung und Netzeinbindung von Windenergieanlagen



Zum 1. Januar 2009 ist das von der Bundesregierung novellierte Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) in Kraft getreten. Die Novellierung sieht u.a. eine verbesserte Vergütung von aus Windenergieanlagen erzeugtem Strom ab 2009 vor.

Festgelegt wurde, dass neue Onshore-Anlagen ab dem 1. Januar 2009 einen Anfangs-Vergütungssatz von 9,20 Cent pro kWh erhalten. Die Anfangsvergütung wird in den ersten fünf Jahren ab Inbetriebnahme der Anlage gezahlt. Die Grundvergütung liegt bei 5,02 Cent pro kWh, beide sinken bei Anlagen, die ab dem 1.1.2010 in Betrieb genommen werden, jährlich um ein Prozent (§ 20 II Nr. 7b EEG).

Voraussetzung für die Vergütung von Strom aus Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung über 50 kW ist nach dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien der Nachweis, dass die Anlage mindestens 60 % des Referenzertrages erreicht. Dies ist dem Netzbetreiber per Gutachten vor Inbetriebnahme nachzuweisen (§ 29 Abs. 3, Abs. 4 EEG).

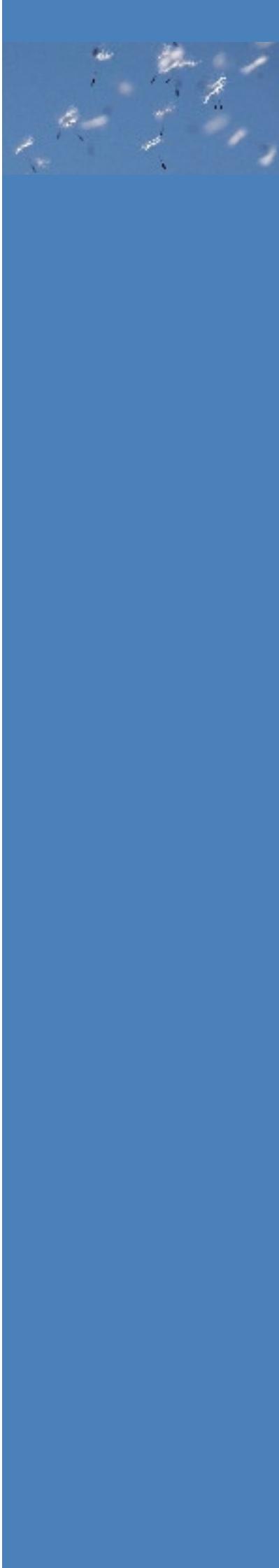
Die Grundvergütung ist für die Dauer von 20 Jahren ab dem Zeitpunkt der Stromeinspeisung zu zahlen (§ 21 EEG).

Windenergieanlagen mit einer Anschlussleistung von mehr als 100 kW müssen in Zukunft am Einspeisemanagement bei Netzengpässen teilnehmen. Für nicht abgenommene Energiemengen muss der Netzbetreiber

eine finanzielle Kompensation zahlen, deren Höhe sich weitgehend an den entgangenen Vergütungen orientieren soll (§§ 11 I, 12 I EEG).

Weiterhin müssen Anlagen über 100 kW eine Einrichtung für ferngesteuerte Reduzierung und Abrufung der Ist-Einspeisung (1/4 h) vorhalten (§§ 6, 11, 12 i. V. m.; § 66 Abs. 1 EEG). In diesem Zusammenhang ist der Netzbetreiber neben dem Ausbau auch ausdrücklich zur Optimierung und Verstärkung vorhandener Netze verpflichtet (§ 9 und § 10 EEG).

Neue Windenergieanlagen müssen ab 2011 zur Spannungs- und Frequenzregelung im Netz beitragen. Anlagen, die vor 2014 mit der dafür benötigten technischen Ausrüstung versehen werden, erhalten einen Systemdienstleistungs-Bonus von 0,50 Ct/kWh über den Zeitraum der Anfangsvergütung. Anlagen, die zwischen 2001 und vor 2009 errichtet wurden, erhalten bei technischer Nachrüstung den Dienstleistungsbonus von 0,70 Ct/kWh über die Dauer von fünf Jahren (§ 29 Abs. 2 Satz 4; § 66 Abs. 1 Nr. 6 i. V. m. § 64 Abs. 1 Nr. 1 EEG).



7. Rechtliche Rahmenbedingungen für die Errichtung von Windenergieanlagen



Die Errichtung von Windenergieanlagen bedarf einer immissionsschutzrechtlichen oder einer baurechtlichen Genehmigung. Die rechtlichen Grundlagen finden sich insbesondere im Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG), im Baugesetzbuch (BauGB), in der Baunutzungsverordnung (BauNVO), im Gesetz über die

Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP), im Raumordnungsgesetz (ROG), in der Raumordnungsverordnung (RoV), in der Bayerischen Bauordnung (BayBO), in Regionalplänen und in Bauleitplänen, sowie im Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) und im Bayerischen Naturschutzgesetz (BayNatSchG).

7.1 Verfahrensrechtliche Anforderungen/Genehmigungspflichtigkeit

7.1.1 Immissionsschutzrechtliche bzw. baurechtliche Genehmigungspflicht bei der Errichtung von Windenergieanlagen

Die Errichtung von Windenergieanlagen mit einer Gesamthöhe von bis zu 50 m (wegen der technischen Entwicklung heute ein eher seltener Fall) unterliegt der baurechtlichen Genehmigungspflicht. Hiervon ausgenommen sind lediglich Kleinwindenergieanlagen mit einer Höhe bis zu 10 m (Art. 57 Abs. 1 Nr. 3 Buchst. b BayBO). Verfahrensfreiheit bedeutet insoweit aber lediglich, dass das Bauvorhaben nicht vorab von einer Behörde auf seine baurechtliche Zulässigkeit überprüft wird. Der Bauherr ist für die Einhaltung der Vorschriften, die bei der Errichtung der Anlage beachtet werden müssen, selbst verantwortlich.

Windenergieanlagen, die höher sind als 50 m, bedürfen einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung. Im Rahmen des immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahrens ist ggf. eine Umweltverträglichkeitsprüfung erforderlich (Näheres unter 7.1.2); in diesem Fall ist die Öffentlichkeit zu beteiligen. Außerdem ist ggf. vorab ein Raumordnungsverfahren durchzuführen (Näheres unter 7.1.3).

Für die **immissionsschutzrechtliche Genehmigung** ist die Kreisverwaltungsbehörde (Landratsamt oder kreisfreie Gemeinde) zuständig, bei der auch der Antrag auf Genehmigung einzureichen ist.

Soweit eine **Baugenehmigung** für die Errichtung einer Windenergieanlage erforderlich ist, sind die Antragsunterlagen bei der jeweiligen Standortgemeinde einzureichen. Die Gemeinde ist entweder selbst Genehmigungsbehörde (kreisfreie Gemeinden, Große Kreisstädte oder einige bestimmte kreisangehörige Gemeinden, denen

durch Rechtsverordnung die Aufgaben der unteren Bauaufsichtsbehörde übertragen wurden) oder sie leitet die Unterlagen an das zuständige Landratsamt weiter.

Um den Planungsprozess zu optimieren, empfiehlt es sich, dass sich der Antragsteller vorab an die Gemeinde und/oder an das zuständige Landratsamt wendet.

7.1.2 Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP)

Ob eine UVP gemäß dem Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung erforderlich ist, richtet sich nach der Zahl der zu errichtenden Anlagen. Eine UVP kommt nur bei der Errichtung von mehr als zwei Windenergieanlagen mit einer Gesamthöhe von jeweils mehr als 50 m in Betracht. Bei drei bis 19 Anlagen ist eine UVP durchzuführen, wenn ihre Erforderlichkeit in einer einzelfallbezogenen Vorprüfung bejaht wird. Ab 20 Anlagen ist immer eine UVP durchzuführen. Die UVP basiert auf einer durch den Antragsteller zu erstellenden Umweltverträglichkeitsstudie, deren zentrale Fragen insbesondere die Auswirkungen der Anlage auf die Landschaft, also der optische Eindruck, der Einfluss auf die Tier- und Pflanzenwelt, der Geräuschpegel, der Schattenwurf und die Beeinträchtigung von Vögeln, sind.

7.1.3 Raumordnungsverfahren

Bei überörtlich raumbedeutsamen Windenergieanlagen im Außenbereich, bei deren Genehmigung eine UVP durchzuführen ist (vgl. oben 7.1.2, ist grundsätzlich auch die Durchführung eines dem immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren vorgelagerten Raumordnungsverfahrens durch die zuständige Regierung – höhere Landesplanungsbehörde – gemäß § 15 ROG i. V. m.



§ 1 Satz 1 und Satz 3 Nr. 1 RoV erforderlich. Dieses Erfordernis entfällt, wenn die Windenergieanlagen in einem im Regionalplan dafür ausgewiesenen Vorranggebiet

errichtet werden sollen. Der Antrag auf Durchführung eines Raumordnungsverfahrens ist bei der örtlich zuständigen Regierung zu stellen.

7.2 Materielle rechtliche Anforderungen in den immissionsschutzrechtlichen oder baurechtlichen Genehmigungsverfahren

In beiden Genehmigungsverfahren werden grundsätzlich jeweils sowohl baurechtliche als auch immissionsschutzrechtliche Belange geprüft.

7.2.1 Bauordnungsrechtliche Vorgaben

Nach der ständigen und gefestigten verwaltungsgerichtlichen Rechtsprechung sind vor Windenergieanlagen gegenüber Gebäuden und Grundstücksgrenzen Abstandsflächen einzuhalten, weil von ihnen Wirkungen wie von Gebäuden ausgehen (Art. 6 Abs. 1 Satz 2 BayBO). Bei der Berechnung der Tiefe der Abstandsfläche für eine Windenergieanlage ist von deren Gesamthöhe (Nabenhöhe und Rotorradius) auszugehen. Die Abstandsfläche einer Windenergieanlage ist einzuhalten ab einem Kreis um die Mittelachse der Anlage, dessen Radius durch den Abstand des senkrecht stehenden Rotors vom Mastmittelpunkt bestimmt wird. Bei Windenergieanlagen im Außenbereich kommen Abweichungen (Art. 63 Abs. 1 Satz 1 BayBO) hinsichtlich der Abstandsflächen gegenüber Grundstücksgrenzen (vgl. Art. 6 Abs. 2 Satz 1 BayBO) in Betracht (zu allem rechtsgrundsätzlich BayVGH, Urt. v. 28.07.2009 Az. 22 BV 08.3426, NVwZ-RR 2009, 992 = BayVBl. 2010, 47).

7.2.2 Bauplanungsrechtliche Vorgaben

Im – immissionsschutzrechtlichen bzw. baurechtlichen – Genehmigungsverfahren wird die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit des Vorhabens nach den §§ 29 ff BauGB geprüft, also die Frage, ob dieses am geplanten Standort zulässig ist. Das BauGB unterscheidet danach, ob ein Vorhaben

– im Geltungsbereich eines qualifizierten Bebauungsplanes (§ 30 Abs. 1 BauGB),

– innerhalb der im Zusammenhang bebauten Ortsteile (§ 34 BauGB),
– im Außenbereich (§ 35 BauGB)

errichtet werden soll.

Soweit das Vorhaben innerhalb des Geltungsbereichs eines qualifizierten Bebauungsplanes zur Ausführung kommen soll, sind dessen Festsetzungen für die Beurteilung der Zulässigkeit maßgeblich (§ 30 Abs. 1 BauGB).

Eine positive Beurteilung hinsichtlich der Art der baulichen Nutzung ergibt sich beispielsweise bei der Errichtung in einem sonstigen Sondergebiet für Windenergienutzung, § 11 Abs. 2 BauNVO. In anderen Fällen, d.h. bei im Bebauungsplan ausgewiesenen Baugebieten, kann eine Windenergieanlage im Einzelfall auch ohne ausdrückliche Festsetzung als untergeordnete Nebenanlage (§ 14 Abs. 1 BauNVO) bzw. zur Versorgung des Baugebiets (§ 14 Abs. 2 BauNVO) zulässig sein. Nach dem in § 15 BauNVO verankerten Rücksichtnahmegebot sind die Anlagen jedoch unzulässig, wenn von ihnen Belästigungen oder Störungen ausgehen können, die nach der Eigenart des Baugebiets im Baugebiet selbst oder in dessen Umgebung unzumutbar sind.

Innerhalb der im Zusammenhang bebauten Ortsteile beurteilt sich die Zulässigkeit nach § 34 Abs. 1 BauGB danach, ob sich die Windenergieanlage in die Eigenart der näheren Umgebung einfügt.

Im planungsrechtlichen Außenbereich soll das Bauen grundsätzlich unterbleiben. Lediglich unter bestimmten Voraussetzungen lässt das Gesetz in § 35 BauGB zu, dass Bauvorhaben im Außenbereich gleichwohl ausgeführt werden dürfen. Dabei ist zwischen sog. privilegierten Vorhaben einerseits und sonstigen Vorhaben andererseits zu unterscheiden.



Die privilegierten Vorhaben sind in § 35 Abs. 1 Nrn. 1 bis 7 BauGB abschließend aufgeführt. Es handelt sich dabei um solche Anlagen, die nach ihrer Zweckbestimmung oder wegen ihrer Auswirkungen auf die Umgebung in den Außenbereich gehören. Unter die Privilegierung fallen beispielsweise bauliche Anlagen, die einem landwirtschaftlichen Betrieb dienen. Daneben erfüllen auch Vorhaben zur Nutzung von Windenergie den Privilegierungstatbestand, § 35 Abs. 1 Nr. 5 BauGB.

Sie sind zulässig, wenn ihre Erschließung gesichert ist und – in § 35 Abs. 3 BauGB beispielhaft aufgezählte – öffentliche Belange (z.B. Darstellungen in einem Flächennutzungs- oder Landschaftsplan, Belange des Naturschutzes und der Landschaftspflege oder die natürliche Eigenart der Landschaft) nicht entgegenstehen.

Als entgegenstehende öffentliche Belange kommen insbesondere schädliche Umwelteinwirkungen und sonstige Gefahren (z.B. Lärm, Eiswurf; dazu näher unter 7.2.3), eine Verunstaltung des Landschaftsbildes sowie naturschutzrechtliche Belange in Betracht (hierzu näher unter 7.2.4), § 35 Abs. 3 Satz 1 BauGB.

Der Begriff der schädlichen Umwelteinwirkungen ist in § 3 BImSchG gesetzlich definiert und kann daher im Rahmen des § 35 Abs. 3 Satz 1 Nr. 3 BauGB herangezogen werden. Auf diese Weise werden immissionsschutzrechtliche Belange auch dann geprüft, wenn das Vorhaben keiner immissionsschutzrechtlichen, sondern einer Baugenehmigung bedarf.

Bei der – über die Zulässigkeit entscheidenden – Abwägung zwischen den für die Windenergieanlage sprechenden Gründen und den von ihr berührten öffentlichen Belangen ist gebührend zu berücksichtigen, dass es vom Gesetz anerkannte Gründe für einen Standort der Windenergieanlage im Außenbereich gibt. Aufgrund dieser gesetzgeberischen Grundentscheidung setzt sich die privilegierte Windenergieanlage gegenüber den anderen öffentlichen Belangen in der Regel durch. Allenfalls konkrete, situationsbezogene Belange, bei denen es weniger um die Frage geht, ob das Vorhaben überhaupt im Außenbereich gebaut werden darf, als um den konkreten Standort, können entgegenstehen.

Damit diese mit der Privilegierung einhergehende größere Durchsetzungsfähigkeit gegenüber öffentlichen Belangen nicht zu einer ungeordneten Entwicklung des Außenbereichs führt, eröffnet das BauGB den Gemeinden

und den Trägern der Landes- und Regionalplanung die Möglichkeit, die Errichtung von Windenergieanlagen planerisch zu steuern (§ 35 Abs. 3 Satz 3 BauGB).

Die Gemeinden können in ihren Flächennutzungsplänen Konzentrationszonen für Windenergieanlagen darstellen, in denen die Errichtung von Windenergieanlagen i.d.R. zulässig ist. Auf den übrigen Außenbereichsflächen, die außerhalb dieser Zone liegen, ist dann die Errichtung regelmäßig ausgeschlossen.

Ebenso können in bayerischen Regionalplänen Vorrang-, Vorbehalts- und Ausschlussgebiete für Windenergieanlagen ausgewiesen werden. In diesem Fall ist die Errichtung überörtlich raumbedeutsamer Windenergieanlagen in Ausschlussgebieten i. d. R. unzulässig.

7.2.3 Immissionsschutzrechtliche Vorgaben

■ a) Lärm

Für die lärmschutzfachliche Beurteilung ist die Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm – TA Lärm – heranzuziehen. Abhängig von der Art des betroffenen Gebiets darf die Schallimmission nachts in reinen Wohngebieten einen A-bewerteten Beurteilungspegel von 35 dB(A), in allgemeinen Wohngebieten von 40 dB(A), in Dorf- und Mischgebieten von 45 dB(A), in Gewerbegebieten von 50 dB(A) und in Industriegebieten von 70 dB(A) nicht überschreiten. Für baurechtlich nicht festgesetzte Gebiete, z.B. Einzelgehöft im Außenbereich, werden nach aktueller Rechtsprechung die Werte für Mischgebiete angesetzt. Mit dem Antrag ist im Rahmen des Genehmigungsverfahrens eine rechnerische Vorhersage der erwarteten Schallimmissionen vorzulegen.

Hauptlärmquelle ist das Windgeräusch der sich im Wind drehenden Rotorblätter. Die Lärmkenngroße ist der A-bewertete Schalleistungspegel mit üblichen Werten zwischen 98 dB(A) und 109 dB(A), bezogen auf einen Punkt in der Rotormitte. Um den Schalldruckpegel in größerer Entfernung abzuschätzen, muss von der Kenngroße der Term $10^{\log 12,6s^2}$ abgezogen werden mit s = Abstand von der Rotormitte. Beispielsweise erhält man bei einer Anlage mit dem Schalleistungspegel 105 dB(A) in 400 m Abstand eine Schallimmission von $105 - 63 = 42$ dB(A).



Die Schallimmission einer einzelnen Windenergieanlage (109 dB(A)) liegt bei einem Abstand von 800 m sicher unter 40 dB(A), bei 500 m sicher unter 45 dB(A) und bei 300 m sicher unter 50 dB(A). Bei zwei gleichen Anlagen erhöht sich die Schallimmission um 3 dB(A), bei 3 gleichen um 5 dB(A), jeweils etwa den gleichen Abstand zum Immissionsort vorausgesetzt.

Die stärkste Wahrnehmbarkeit tritt bei 95% der Nennleistung auf, also bei Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe zwischen etwa 10 m/s und 12 m/s. Bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten sind die Schallimmissionen geringer, bei höheren werden sie von natürlichen Windgeräuschen überlagert.

Drehzahlvariable Windenergieanlagen können zu lärm-sensiblen Zeiten in einen schallreduzierenden Betriebszustand mit abgesenkter Drehzahl gebracht werden.

Besondere Schalleffekte durch Windenergieanlagen, wie etwa Infraschall in Wohnungen, konnten bisher nicht durch wissenschaftliche Untersuchungen belegt werden.

■ b) Schattenwurf

Fachliche Grundlage für die Beurteilung des Schattenwurfs ist die Länderstudie „Belästigung durch periodischen Schattenwurf von Windenergieanlagen vom 31.7.1999“.

Der drehende Rotor einer Windenergieanlage verursacht periodische Helligkeitsschwankungen am Immissionsort. Diese hängen von der Lage und Größe der Windenergieanlage, der Lage des Immissionspunktes und vom Wetter ab. Der Schattenwurf (auch Schlagschatten genannt) durch Windenergieanlagen auf (bestehende) Wohnhäuser sollte jeweils nicht mehr als 30 Stunden pro Jahr und 30 Minuten pro Tag betragen. Diese Angaben gelten unabhängig von Anlagenzahl und -größe. Bei dem Jahreswert handelt es sich um eine theoretische Größe, die sich unter Annahme von stetigem Wind, Betrieb, Sonnenschein und maximaler Schattenprojektion ergibt. In der Praxis treten bei diesen Vorgaben tatsächliche Belastungen von etwa sieben bis acht Stunden im Jahr pro Immissionspunkt auf, die über Mess- und Steuerungseinrichtungen in den Anlagen eingehalten werden müssen. Die Anlagen können mit einer sonnenstands- und wetterabhängigen Schattenwurfregelung ausgerüstet werden.

Der Diskoeffekt spielt bei der Immissionsbewertung durch moderne Windkraftanlagen keine Rolle mehr.

■ c) Eiswurf

Bei ungünstigen Wetterlagen (hohe Luftfeuchtigkeit oder Nebel oder Regen zusammen mit Temperaturen um den Gefrierpunkt oder darunter) können sich auf den Rotorblättern von Windenergieanlagen Eisschichten bilden. In gefährdeten Lagen müssen Windenergieanlagen zur Vermeidung von Eiswurf mit Eiserkennungs- und Eisabschaltssystemen ausgestattet werden.

7.2.4 Naturschutzrecht

Folgende Vorschriften des Naturschutzrechts sind im Rahmen der jeweils durchzuführenden Genehmigungsverfahren zu beachten:

■ a) Schutzgebietsvorschriften (§§ 23 ff. BNatSchG)

Die einschlägigen Verordnungen über Naturschutzgebiete (§ 23 BNatSchG), Nationalparke und Nationale Naturmonumente (§ 24 BNatSchG), Biosphärenreservate (§ 25 BNatSchG), Landschaftsschutzgebiete (§ 26 BNatSchG), Naturdenkmäler (§ 28 BNatSchG) und geschützte Landschaftsbestandteile (§ 29 BNatSchG) mit ihren jeweiligen Erlaubnis- und Verbotsvorschriften sind zu beachten.

In Naturschutzgebieten und Nationalparks ist die Errichtung von Windenergieanlagen aufgrund des absoluten Veränderungsverbotens unzulässig. Entsprechendes gilt für Kernzonen von Biosphärenreservaten.

In Landschaftsschutzgebieten und den ehemaligen Schutzzonen von Naturparks, die als Landschaftsschutzgebiete weiter gelten (Art. 11 Abs. 2 BayNatSchG), bedarf die Errichtung von Windenergieanlagen der Erlaubnis, die je nach Ausgestaltung der Verordnung nur erteilt werden kann, wenn der Schutzzweck der Verordnung nicht beeinträchtigt wird oder Beeinträchtigungen ausgeglichen werden können. Dabei sind der konkrete Standort und insbesondere etwaige Vorbelastungen zu betrachten. Landschaftsschutzgebiete in Naturparks werden wegen ihrer besonderen Bedeutung für den Landschaftsschutz und die Erholung regelmäßig als Standort für Windenergieanlagen nicht in Betracht kommen.



Windenergieanlagen in geschützten Landschaftsbestandteilen und Naturdenkmälern werden regelmäßig zur vollständigen Zerstörung dieser oft nur kleinräumigen Schutzobjekte führen und eine Errichtung in solchen Gebieten daher ausscheiden.

■ b) Natura 2000 (§§ 31 ff. BNatSchG)

In Europäischen Vogelschutzgebieten und Gebieten von gemeinschaftlicher Bedeutung (FFH-Gebiete) gilt das Verschlechterungsverbot des § 33 Abs. 1 BNatSchG. Droht eine erhebliche Beeinträchtigung der Erhaltungsziele des Gebiets, ist eine FFH-Verträglichkeitsprüfung durchzuführen (§ 34 Abs. 1 BNatSchG). Das Verschlechterungsverbot kann nur im Wege der Befreiung überwunden werden und setzt Befreiungsgründe nach § 34 Abs. 3 BNatSchG voraus. Gebiete mit störungsempfindlichen oder kollisionsgefährdeten Arten sind daher als Standort für Windenergieanlagen ungeeignet.

■ c) Artenschutz

Die artenschutzrechtlichen Verbote des § 44 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 BNatSchG enthalten u.a. Verletzungs-, Tötungs- und Störungsverbote und regeln auch den Schutz von Fortpflanzungs- und Ruhestätten.

Unvermeidbare betriebsbedingte Verletzungen oder Tötungen einzelner besonders geschützter Individuen (v. a. Vogel- und Fledermausschlag) fallen zwar als Verwirklichung sozialadäquater Risiken in der Regel nicht unter die artenschutzrechtlichen Verbote. Anders jedoch, wenn ein Vorhaben das Risiko einer Verletzung oder Tötung besonders geschützter Tiere in signifikanter Weise erhöht. Dies gilt bei Windenergieanlagen vor allem für Flugkorridore von Zugvögeln, Habitate von Großvögeln und gefährdeten Arten, wobei sich die Ausdehnung der jeweils für Windenergieanlagen nicht geeigneten Gebiete anhand der Raumansprüche der betroffenen Vogelarten (Brut- und Aufzuchtgebiete, Nahrungsgebiete, Überwinterungsgebiete, Wanderkorridore) ausrichtet. Ähnliches gilt für die vom Kollisionsrisiko ebenfalls besonders betroffenen Fledermausarten.

Das Artenschutzrecht wird im Rahmen des Genehmigungsverfahrens in einer sog. speziellen artenschutzrechtlichen Prüfung (saP) behandelt.

■ d) Gesetzlicher Biotopschutz (§ 30 BNatSchG)

Gemäß § 30 Abs. 1 BNatSchG sind ökologisch besonders wertvolle Biotope gesetzlich geschützt. Die Errichtung von Windenergieanlagen ist hier grundsätzlich unzulässig, wenn sie zu einer Zerstörung oder sonstigen erheblichen Beeinträchtigung des geschützten Biotops führt. Ausnahmen sind z.B. dann möglich, wenn die Beeinträchtigungen ausgeglichen werden können (§ 30 Abs. 3 BNatSchG).

■ e) Eingriffsregelung

Soweit keine besonderen Schutzbestimmungen (wie sie z.B. in Schutzgebieten gelten) zu beachten sind, findet die Eingriffsregelung nach § 14 ff. BNatSchG Anwendung. Danach sind vermeidbare Beeinträchtigungen zu unterlassen. Unvermeidbare Beeinträchtigungen in Natur und Landschaft sind vorrangig auszugleichen oder in sonstiger Weise zu kompensieren. Ist eine Kompensation nicht möglich, sind die Interessen, die für die Realisierung des Vorhabens sprechen, gegen die Belange des Naturschutzes abzuwägen. Überwiegen die für das Vorhaben sprechenden Gesichtspunkte, kann dieses durchgeführt werden. In diesem Fall sind Ersatzzahlungen zu leisten. Gelangt die Abwägung zu dem Ergebnis, dass den Belangen des Naturschutzes Vorrang einzuräumen ist, ist das Vorhaben zu untersagen.

Im Geltungsbereich eines Bebauungsplanes sind Eingriffe in Natur und Landschaft, die durch die Aufstellung, Änderung, Ergänzung und Aufhebung eines Bebauungsplanes zu erwarten sind, im Bauleitplanverfahren planerisch zu bewältigen (§ 18 Abs. 1 BNatSchG).

■ f) Landschaftsbild

Auch der Schutz des Landschaftsbildes gehört zu den Prüfgegenständen im immissionsschutzrechtlichen und baurechtlichen Genehmigungsverfahren. Windenergieanlagen sind technische Elemente von großer visueller Auffälligkeit. Sie können den Landschaftscharakter (die Eigenart der Landschaft) verändern. Mit Nabenhöhen von 100 bis 150 m strahlen sie optisch auf ihre Umgebungslandschaft aus und können das Landschaftsbild dominieren.



8. Verwendete und weiterführende Literatur



- **BMU (2009):**
Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung. Berlin 2009.

- **Häckel, H. (2005):**
Meteorologie. Verlag Eugen Ulmer, Stuttgart.

- **Heier, S. (2005):**
Windkraftanlagen. Systemauslegung, Netzintegration und Regelung. Wiesbaden. 450 S.

- **Petersen, E.L., I. Troen, S. Frandsen und K. Hedegaard (1981):**
Danish Windatlas. A rational method of wind energy siting. Risø-R-428. Risø National Laboratory, Roskilde. 229 S.

- **Sadowski T. (2007):**
Einsatz des Vienna-Stromrichters als Gleichrichter in Windkraftanlagen. Dissertation an der TU Berlin.

- **Wagner, H.J. (2005):**
Ganzheitliche Energiebilanzen von Windkraftanlagen. Wie sauber sind die weißen Riesen?
Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Institut für Energietechnik, Ruhr-Universität Bochum.

- **Windenergie Report Deutschland (2008):**
Erstellt vom Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin.



Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie
www.stmwivt.bayern.de