



TEAM **ENERGIEWENDE** BAYERN

BAYERISCHER WINDATLAS

POTENZIAL DER WINDENERGIE IN BAYERN

1	Der Bayerische Windatlas	7
2	Was der Bayerische Windatlas leistet	9
3	Wie der Bayerische Windatlas genutzt werden kann	11
4	Windkarten	15
	Mittlere Windgeschwindigkeit	17
	Gekappte mittlere Windleistungsdichte	19
	Mittlere Turbulenzintensität	21
	Standortertrag	23
	Standortgüte	25
5	Vorgehen und Datengrundlage	29
6	Qualität der Ergebnisse	37
	Weitere Windkarten	51
	Abkürzungen	67

.....
VORWORT



Hubert Aiwanger

Hubert Aiwanger, MdL
Bayerischer Staatsminister für
Wirtschaft, Landesentwicklung
und Energie



Tobias Gotthardt

Tobias Gotthardt, MdL
Staatssekretär im
Bayerischen Staatsministerium für
Wirtschaft, Landesentwicklung
und Energie

Die Energiewende ist, insbesondere auch angesichts des ambitionierten Ziels, in Bayern bis 2040 Klimaneutralität zu erreichen, eine große, aber notwendige gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Der Weg zu einer sauberen Energieversorgung aus erneuerbaren Energien kann nur im Einklang mit den Bedürfnissen und Vorstellungen der Bevölkerung und der betroffenen Menschen erfolgen. Dabei muss Energie verlässlich und bezahlbar bleiben. Das Mitwirken aller Bürgerinnen und Bürger sowie der Kommunen ist für den Ausbau der Erneuerbaren Energien und das Erreichen der Klimaneutralität von entscheidender Bedeutung. Nur gemeinsam können wir erfolgreich sein – als Team Energiewende Bayern.

Die Windenergie ist ein zentraler und unverzichtbarer Baustein der Energiewende und punktet insbesondere mit einer hohen Flächennutzungseffizienz sowie der tages- und jahreszeitunabhängigen Verfügbarkeit. Dies macht die Windenergie gerade im Zusammenspiel mit dem Ausbau der Sonnenenergie so wertvoll. Um die Planung und damit die Nutzung von Windenergieanlagen zu erleichtern, stellt die Bayerische Staatsregierung den Bayerischen Windatlas zur Verfügung.

Der Bayerische Windatlas nutzt modernste Berechnungsverfahren und gibt einen Überblick über die Windverhältnisse in ganz Bayern. Standortspezifisch zeigt er in hoher Auflösung mit verschiedenen Wind- und Energieertragskarten die Chancen der Windenergienutzung auf und ist dadurch eine gute Orientierungshilfe bei der Planung neuer Windenergieanlagen.

Der Bayerische Windatlas ersetzt jedoch nicht eine qualifizierte Windmessung und ein darauf aufbauendes Windgutachten, welche für die finale Beurteilung eines einzelnen Standortes unabdingbar sind.

Die vorliegende Broschüre ist kostenlos unter www.stmwi.bayern.de bestellbar.

Der Energie-Atlas Bayern bietet Interessierten außerdem die Möglichkeit, die Daten in einer interaktiven Karte unter www.energieatlas.bayern.de darstellen zu lassen.



1

DER BAYERISCHE WINDATLAS

Der Ausstieg Deutschlands aus der Kern- und Kohleenergie, die EU-weit beschlossene Klimaneutralität bis zum Jahre 2050 und die deutschen und bayerischen Klimaziele machen einen intensiven Ausbau der erneuerbaren Energien erforderlich. Um den Klimawandel zu verlangsamen und eine nachhaltige, sichere und bezahlbare Energieversorgung zu schaffen, müssen wir jetzt handeln. Neben den gesetzlichen Rahmenbedingungen gilt es dabei, die verschiedensten Interessen wie den Natur- und Artenschutz und die Wirtschaftlichkeit der Projekte für das Gelingen der Energiewende zu berücksichtigen.

Die beiden zentralen Säulen stellen dabei die Wind- und Solarenergie dar, welche sich insbesondere hinsichtlich ihrer natürlichen Verfügbarkeit sehr gut ergänzen. Die Windenergie ist dabei insbesondere im Winter, wenn die PV-Anlagen wenig Strom erzeugen, von großer Bedeutung für die Stromerzeugung. Aus diesem Grund hat die Bayerische Staatsregierung im Bayerischen Aktionsprogramm Energie vom November 2019 festgelegt, dass die Windenergie in Bayern deutlich ausgebaut werden soll.

Das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie stellt zur Unterstützung dieses Ausbaus im Energie-Atlas Bayern (www.energieatlas.bayern.de) umfangreiche Planungshilfen, wie den Bayerischen Windatlas, zur Verfügung.

Der Bayerische Windatlas soll als Planungshilfe und zur Orientierung für Kommunen und Regionale Planungsverbände, Bürgerinnen und Bürger, Energieversorgungsunternehmen sowie Investoren und andere Interessierte dienen. Er kann jedoch weder eine umfassende Standortanalyse noch ein detailliertes Windgutachten ersetzen, welche für Ertragsabschätzungen von Windprojekten unverzichtbar sind.

Durch die Aktualisierung des Bayerischen Windatlas konnte im Vergleich zum Windatlas von 2014 eine deutliche Qualitätsverbesserung erreicht werden. Die Datengrundlage des Bayerischen Windatlas bilden hochaufgelöste Zeitreihen, auf deren Basis die Berechnungen für die Karten durchgeführt wurden. Die Höhenschnitte wurden so gewählt, dass sie die heute üblichen Höhen von modernen Windenergieanlagen (WEA) sowie zukünftige Trends in deren Entwicklung berücksichtigen.



2

WAS DER BAYERISCHE WINDATLAS LEISTET

Der Bayerische Windatlas gibt Auskunft über die Windverhältnisse in Bayern, er umfasst dabei die mittlere Windgeschwindigkeit, die gekappte mittlere Windleistungsdichte, die mittlere Turbulenzintensität, den möglichen Standortertrag (standortspezifischer Jahresertrag) und die Standortgüte einer Windenergieanlage. Die Karten im Bayerischen Windatlas zeigen die Ergebnisse für diese Größen in 10 m (nur Windgeschwindigkeit), 100 m, 120 m, 140 m, 160 m, 180 m und 200 m Höhe über Grund. Sie vermitteln einen detaillierten Eindruck der Windverhältnisse in typischen Planungshöhen von WEA.

Im Bayerischen Windatlas 2021 werden Verbesserungen im Hinblick auf das Modellsystem, die Berechnungsmethoden und die Datenbasis zur Verifikation im Vergleich zu seinem Vorläuferprodukt aus dem Jahr 2014 umgesetzt. Für die 20-jährige Wetter-Simulation wird das für Windenergieanwendungen am meisten angewandte mesoskalige Modell WRF (Weather Research and Forecasting Model) mit einer hochauflösenden CFD-Simulation (Computational Fluid Dynamics) gekoppelt. Somit können die Windverhältnisse genauer analysiert werden als zum Beispiel mit einer Berechnung auf Basis von Mittelwerten.

Zusätzlich wird im Rahmen des mikroskaligen Downscaling das bereits bei anemos bewährte Remodelling Verfahren (Optimierung des Windgeschwindigkeitsfeldes mittels Windmessungen) angewendet. Dieses berücksichtigt mikroskalige Korrekturen und minimiert vor allem systematische Differenzen durch eine Anpassung der Modell- mit Beobachtungsdaten. Der neue Bayerische Windatlas hat über das gesamte Bundesland Bayern eine horizontale Gitterauflösung von 10 m x 10 m und bietet damit eine erweiterte Informationsbasis gegenüber der Vorgängerversion.



3

WIE DER BAYERISCHE WINDATLAS GENUTZT WERDEN KANN

Der Bayerische Windatlas ist für ein breites Spektrum an Interessierten, welche die „Ressource Wind“ in unterschiedlichster Weise nutzen, vorgesehen. Im Allgemeinen gibt er einen detaillierten Überblick über das Vorkommen des Wind- und Ertragspotenzials in Bayern. Zusätzlich können weitere Informationen wie die mittlere Turbulenzintensität, die gekappte mittlere Windleistungsdichte und die Standortgüte herangezogen werden. Die mittlere Turbulenzintensität ist fester Bestandteil in Genehmigungsverfahren für Windenergieanlagen, in denen z. B. die auf den Anlagen einwirkende Turbulenz bestimmt wird. Um das Produktionsverhalten von Windenergieanlagen wiederzugeben, wird die gekappte mittlere Windleistungsdichte aufgrund der zusätzlichen Berücksichtigung von Luftdichte, Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit und Abregelung der Leistung der WEA bei Nennwindgeschwindigkeit herangezogen. Die Standortgüte dient als erste Einschätzung des anzulegenden Wertes für die Vergütung (EEG 2021), welcher je nach Standortgüte mit einem Korrekturfaktor multipliziert wird. Anhand der Qualitätssicherung des Bayerischen Windatlas, der Verifikation, können die Interessenten einschätzen, ob die Zuverlässigkeit der ermittelten Windgeschwindigkeiten ihren Anforderungen entspricht.

Windräder bei
Mechenried,
Kreis Hassberge



Kommunen und Regionale Planungsverbände

Für Kommunen und Regionale Planungsverbände ist der Bayerische Windatlas ein wichtiges Instrument für die Einschätzung der Windverhältnisse an verschiedenen Standorten. Der Bayerische Windatlas ist in diesem Sinne eine Planungshilfe bei der Windenergienutzung. So kann anhand der Karten über die mittlere Windgeschwindigkeit und die Erträge ein genereller Trend aufgezeigt werden, welche Regionen Bayerns für die Windenergienutzung wirtschaftlich geeignet sind. Mithilfe der zusätzlichen Informationen von Turbulenzintensität und Standortgüte kann eine erste Abschätzung möglicher WEA-Kombinationen an dem jeweiligen Standort erfolgen.

Investoren

Für Investoren ist es wichtig, dass ausreichend hohe Erträge über einen langen Zeitraum erwirtschaftet werden. Demnach müssen die Investoren im Vorhinein abschätzen, ob einzelne Standorte hinsichtlich der Windenergienutzung wirtschaftlich rentabel sind oder nicht. Der Bayerische Windatlas soll an dieser Stelle als erste Einschätzung dienen. Somit sind für diese Interessengruppe die wichtigsten Parameter der Standortertrag sowie die Standortgüte. Eine Windmessung und ein darauf aufbauendes Windgutachten, ob das tatsächliche Winddargebot ausreichend ist oder nicht, werden durch die Karten des Bayerischen Windatlas nicht ersetzt.

Projektierende & Hersteller

Die Projektierenden sind an einer möglichst genauen Berechnung aller Variablen bezüglich des Windparks interessiert. Sie müssen im Vorhinein wissen, wie sich die Windgeschwindigkeit am geplanten Standort verhält, um abschätzen zu können, welche WEA dort am wirtschaftlichsten ist bzw. aufgrund der Windverhältnisse überhaupt aufgebaut werden kann. Zudem sind aber auch die Turbulenzintensität, die Standortgüte sowie die Erträge wichtige Größen für die Planung. Ebenso müssen die Hersteller im Planungsprozess die Standorteignung ihrer Windenergieanlage prüfen. Für all diese Variablen bietet der Bayerische Windatlas eine erste Einschätzung, ob ein Standort im Allgemeinen geeignet ist und ob es sich lohnt, eine genauere Standortanalyse und -eignung mit Hilfe eines Gutachtens durchzuführen.

Allgemein Interessierte

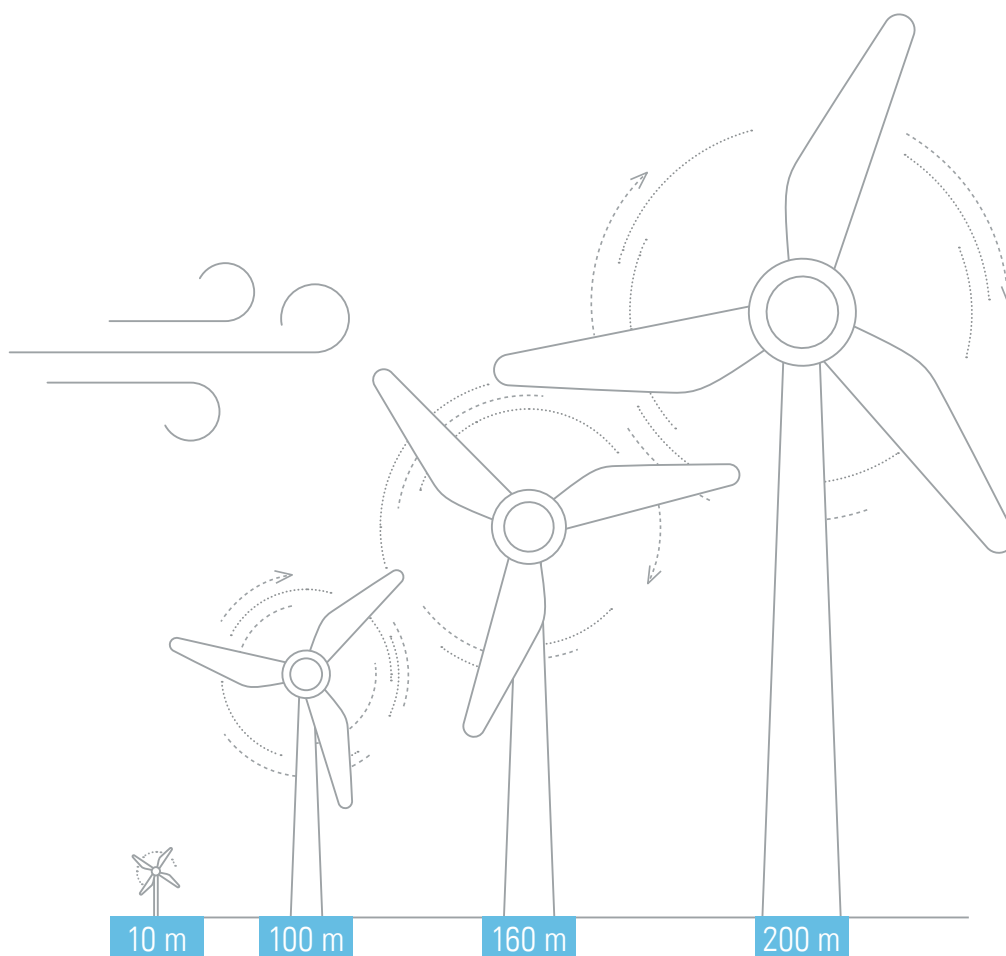
Durch die allgegenwärtige Klimakrise und den Ausbau der Windenergie über die letzten 20 Jahre ist der Wind auch in der deutschen Bevölkerung stärker in den Fokus gerückt. Der Wind ist im Wesentlichen ein Parameter der Atmosphäre, des Wetters und Klimas. Anhand der Karten, die in diesem Atlas dargestellt sind, können sowohl Standorte, an denen der Wind prägend für das lokale Klima ist, als auch Standorte mit geringem Einfluss des Windes ausfindig gemacht werden. Somit kann sich auch jeder Bürger oder jede Bürgerin über die Verteilung der mittleren Windgeschwindigkeit sowie über die weiteren Parameter informieren.



4

WINDKARTEN

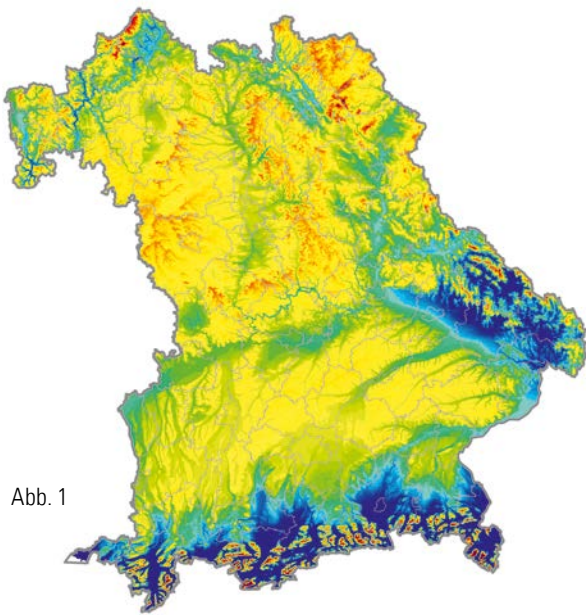
Die in diesem Kapitel dargestellten Karten sind mit einer horizontalen Auflösung von 10 m x 10 m für die Höhenschnitte 10 m (nur Windgeschwindigkeit), 100 m, 120 m, 140 m, 160 m, 180 m und 200 m berechnet worden. Die Werte basieren auf dem 20-Jahreszeitraum von 2001 bis 2020. Detaillierte Informationen über die Methodik, Datengrundlage und die Validierung des Bayerischen Windatlas finden sich in den Kapiteln 5 und 6. Im Folgenden sind pro Windgröße jeweils drei (100 m, 160 m und 200 m) Höhenschnitte über Grund (ü. Gr.) dargestellt, während die verbleibenden Höhenschnitte im Kapitel „Weitere Windkarten“ zu finden sind.



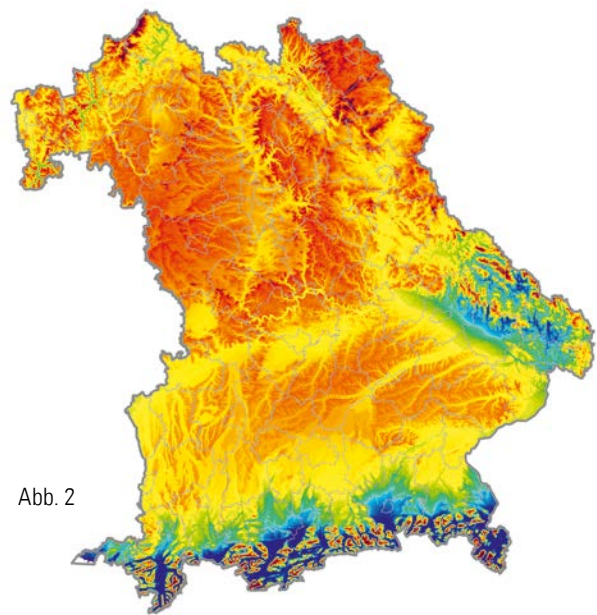
..... WINDKARTEN

Windverhältnisse

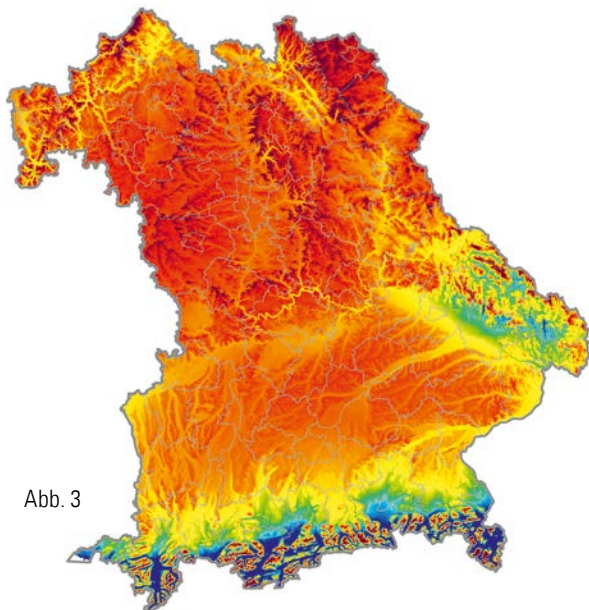
.....
in 100 m Höhe über Grund



.....
in 160 m Höhe über Grund



.....
in 200 m Höhe über Grund



MITTLERE WINDGESCHWINDIGKEIT

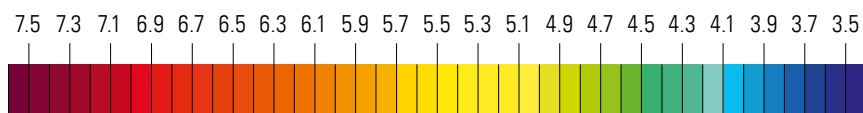
Die Windkarten stellen die Windgeschwindigkeiten, also die Geschwindigkeit der Luft gegenüber dem Boden, dar. Die mittlere Windgeschwindigkeit wird in Meter pro Sekunde angegeben. Dabei stehen blaue bis grüne Farbtöne für geringe Windverhältnisse mit Werten kleiner 4.8 m/s. In diesen Gebieten ist anzunehmen, dass die Windgeschwindigkeit zu gering ist, um Windenergieanlagen wirtschaftlich zu betreiben. Die gelben und orangen Farben zeigen Regionen mit mittleren Windverhältnissen, in denen Windgeschwindigkeiten zwischen 4.8 m/s und 6 m/s erreicht werden. Die Flächen, die eine orange-rote bis dunkelrote Färbung haben, weisen hohe Windverhältnisse mit Windgeschwindigkeiten von mehr als 6 m/s auf.

Die windhöffigen Gebiete Bayerns

Aus den Darstellungen ist ersichtlich, dass die topographische Höhe nicht allein ausschlaggebend für gute Windverhältnisse ist. Dies zeigt sich beispielsweise im Bayerischen Wald, der relativ hoch gelegen ist, aber aufgrund des kontinentaleren Klimas sowie der regionalen orographischen Gegebenheiten tendenziell windschwächere Verhältnisse bietet.

Im Spessart, in der Rhön sowie in der Fränkischen Alb und dem Fichtelgebirge gibt es hingegen bereits in topographisch niedrigeren Gebieten, auf einer Höhe von 140 m, gute Windverhältnisse von mehr als 6 m/s. Da sich diese Gebiete mehr als 100 km nördlicher als z. B. der Bayerische Wald befinden ist der Einfluss der vorherrschenden südwestlichen Winde hier stärker ausgeprägt. In weiten Teilen Bayerns herrschen jedoch Windgeschwindigkeiten zwischen 5 – 6 m/s. Vor allem in der Region zwischen Donau und Alpen erreichen die Höhenrisse 180 m und 200 m verbreitet Werte über 6 m/s.

Windgeschwindigkeit in m/s



..... WINDKARTEN

Gekappte mittlere
Windleistungsdichte

.....
in 100 m Höhe über Grund

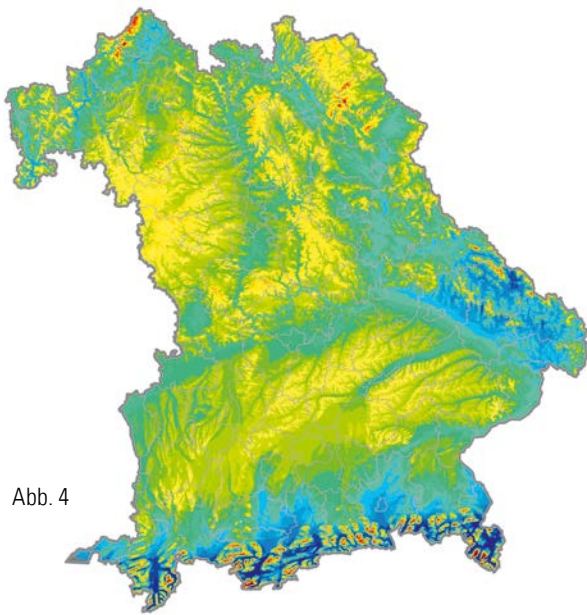


Abb. 4

.....
in 160 m Höhe über Grund

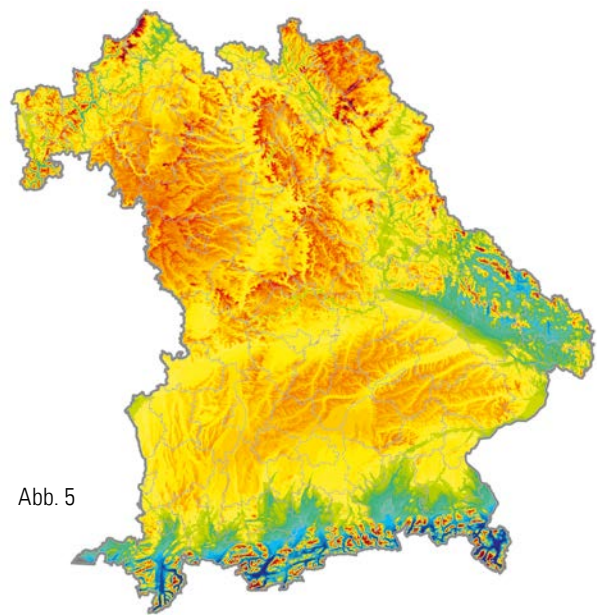


Abb. 5

.....
in 200 m Höhe über Grund

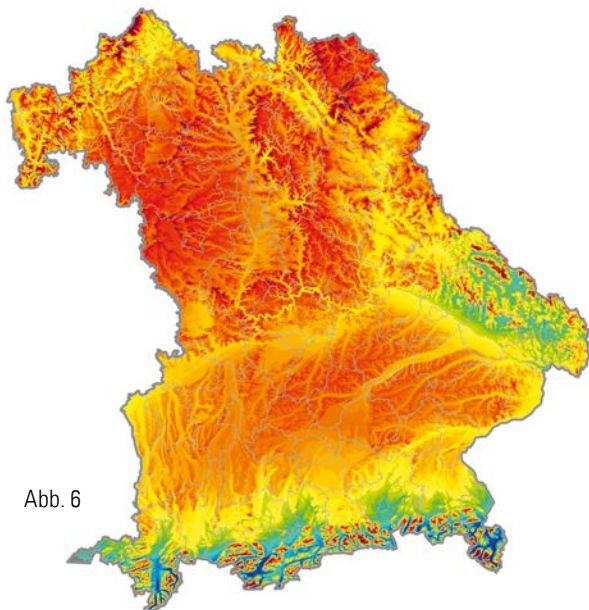


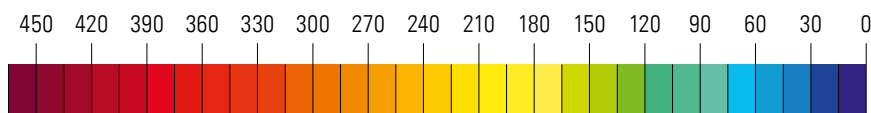
Abb. 6

GEKAPPTe MITTLERE WINDLEISTUNGSDICHTE

Die gekappte mittlere Windleistungsdichte (folgend: gekappte Leistungsdichte) setzt sich aus den an einem Standort auftretenden Windgeschwindigkeiten in der entsprechenden Häufigkeit sowie der Luftdichte zusammen. Diese ist ein Maß dafür, wie viel Leistung der Wind beim Durchströmen des Rotors pro Rotorkreisfläche an einem Standort im Mittel für die Nutzung durch Windenergieanlagen bereitstellt. Der Kappungswert wird auf 15 m/s festgelegt.

Die gekappte Leistungsdichte wird in Watt pro Quadratmeter angegeben. Dabei stehen die blauen bis grünen Farbtöne für eine geringe gekappte Leistungsdichte mit Werten kleiner 150 W/m². Gelbe bis orange-rote Farbtöne zeigen Regionen mit einer mittleren gekappten Leistungsdichte von 150 W/m² – 330 W/m², während rote bis dunkelrote Farben eine sehr hohe gekappte Leistungsdichte mit mehr als 330 W/m² darstellen. Den Karten ist zu entnehmen, dass erst ab einer Höhe von 160 m über Grund auf einer größeren Fläche Bayerns Werte zwischen 200 W/m² und 300 W/m² erreicht werden. Vor allem im Bayerischen Wald sowie in den Alpen bleiben die Werte für die drei Höhenschnitte (100 m, 160 m und 200 m) im blau-grünen Bereich der Farbskala (kleiner 100 W/m²), lediglich die Gipfelregionen weisen hier eine hohe gekappte Leistungsdichte auf. herrschen jedoch Windgeschwindigkeiten zwischen 5 – 6 m/s. Vor allem in der Region zwischen Donau und Alpen erreichen die Höhenschnitte 180 m und 200 m verbreitet Werte über 6 m/s.

Leistungsdichte in W/m²



..... WINDKARTEN

Mittlere Turbulenzintensität
.....
in 100 m Höhe über Grund

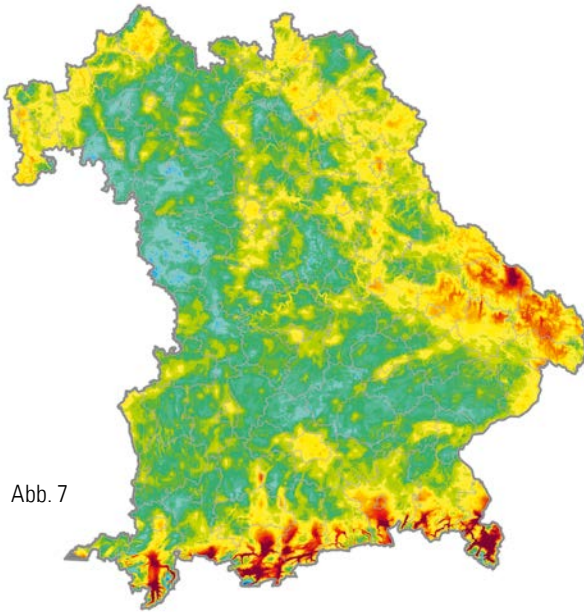


Abb. 7

.....
in 160 m Höhe über Grund

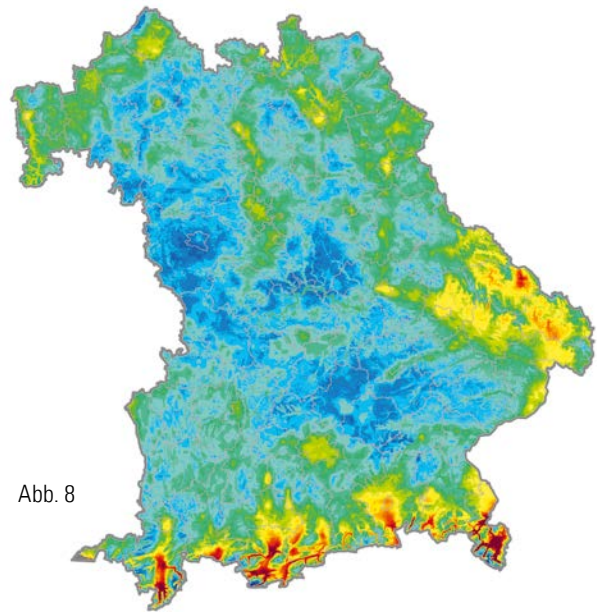


Abb. 8

.....
in 200 m Höhe über Grund

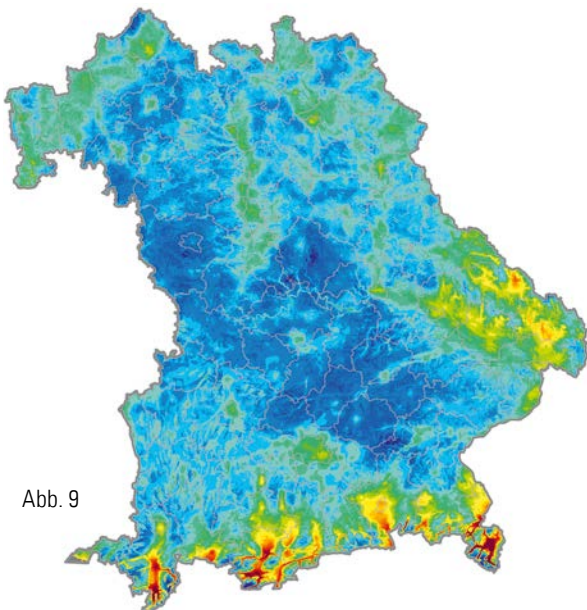


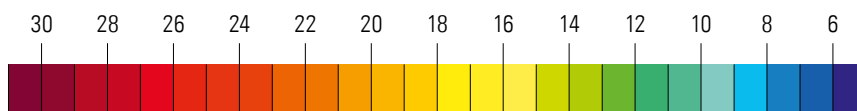
Abb. 9

MITTLERE TURBULENZINTENSITÄT

Im Allgemeinen beschreibt die Turbulenz den Strömungszustand der Luft, der durch die Entstehung und den Zerfall von Wirbeln gekennzeichnet ist. Dabei kommt es zu kurzzeitigen Schwankungen der Windgeschwindigkeit um einen Mittelwert. Die mittlere Turbulenzintensität (auch Umgebungsturbulenzintensität) hängt im Wesentlichen von der betrachteten Höhe über Grund, der Oberflächenrauigkeit, wie zum Beispiel Waldgebiete oder städtische Bebauung, sowie der Orographie ab. Zudem muss bei der Betrachtung von Windparks berücksichtigt werden, dass neben der Umgebungsturbulenz auch die Nachlaufturbulenz (effektive Turbulenz) auf einzelne Windenergieanlagen wirkt. Somit ist die auf eine einzelne Anlage wirkende Turbulenz höher als die Umgebungsturbulenz. Dies ist natürlich nicht der Fall, wenn alleinstehende Anlagen betrachtet werden.

Die Turbulenzintensität wird in Prozent angegeben und bezieht sich immer auf die mittlere Windgeschwindigkeit am Standort. Niedrigere Windgeschwindigkeiten weisen tendenziell eine höhere Turbulenzintensität auf. Generell liegen nur im Alpenraum sowie im Bayerischen Wald Turbulenzintensitäten oberhalb von 30 % vor. Weite Teile Bayerns weisen lediglich geringe Turbulenzintensitäten im Bereich von 9 % – 15 % für z. B. 100 m über Grund auf. Der Einfluss der Rauigkeit und der Orographie ist deutlich an höheren Werten der Turbulenzintensität in Städten (z. B. München, Nürnberg, etc.) und den Flusstälern (z. B. Donau, Main, etc.) zu erkennen. Des Weiteren zeigen die drei Abbildungen, dass mit Zunahme der Höhe über Grund der Einfluss der Orographie und damit die Turbulenzintensität abnimmt.

Turbulenzintensität bei mittlerer Windgeschwindigkeit in %



..... WINDKARTEN

Standortertrag

.....
in 100 m Höhe über Grund

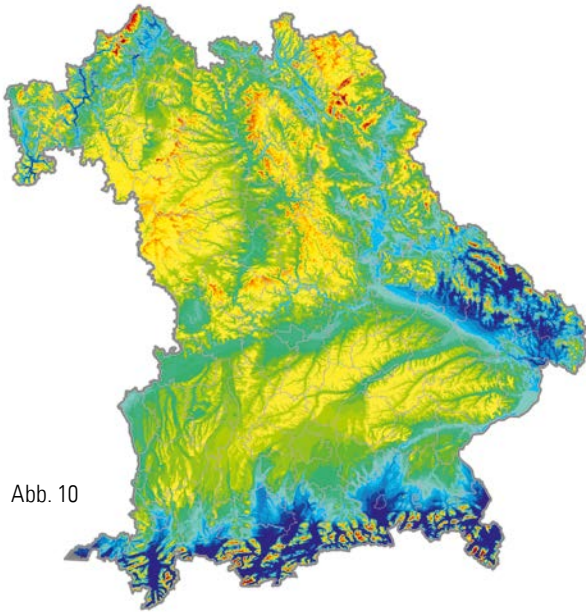


Abb. 10

.....
in 160 m Höhe über Grund

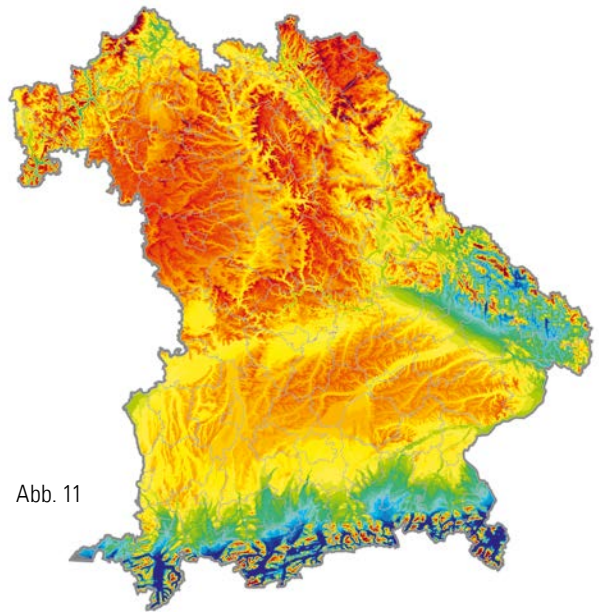


Abb. 11

.....
in 200 m Höhe über Grund

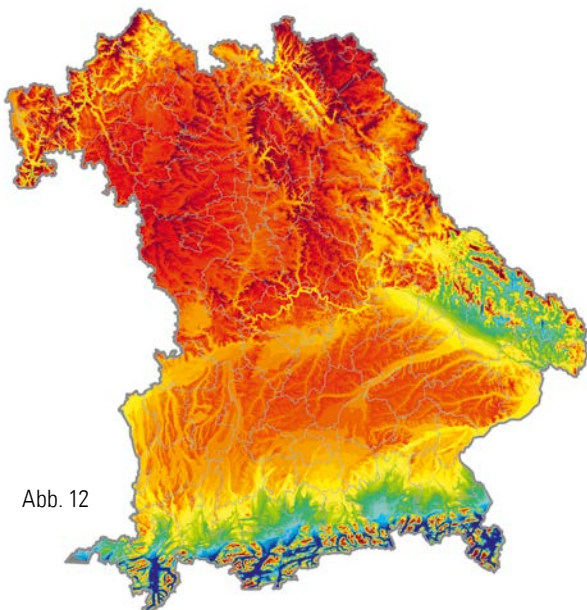


Abb. 12

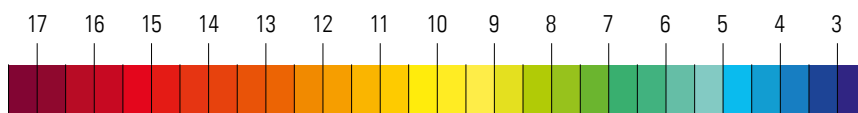
STANDORTERTRAG

Der „Brutto“-Standortertrag ist eine Leistungskennzahl für WEA, die von deren Typ abhängig ist. Der vorherrschende Wind an einem Standort wird von verschiedenen Windenergieanlagentypen unterschiedlich genutzt. So wird zwischen Starkwind- und Schwachwindanlagen unterschieden, die je nach Windbedingungen an einem Standort eingesetzt werden.

Für den Bayerischen Windatlas wird ein WEA-Mischtyp definiert, der aus drei realen, modernen Windenergieanlagen generiert wurde. Der Rotordurchmesser der fiktiven WEA beträgt 148 m mit einer Nennleistung von 5 MW. Für jeden Gitterpunkt wird die entsprechende Ertragszeitreihe durch Kombination der Windgeschwindigkeitszeitreihe und der Leistungskurve unter Berücksichtigung der Luftdichte am Standort berechnet. Es erfolgt eine zeitschrittabhängige Luftdichtekorrektur entsprechend der IEC Richtlinie 61400-12. Hieraus wird dann der langjährige mittlere „Brutto“-Standortertrag für die jeweiligen sechs Höhengsnitte gebildet. Im Allgemeinen kann mit dem Standortertrag die Wirtschaftlichkeit eines Windparks abgeschätzt werden, wobei der Bruttoertrag betrachtet wird und keine Verluste im Anlagenbetrieb mit eingerechnet werden. Verluste können z. B. Betriebseinschränkungen, beispielsweise durch Arten- und Immissionsschutz, Netzverluste, Abschattungseffekte durch Nachbaranlagen, Verfügbarkeitsverluste und Eisansatz sein. Sie können sehr stark variieren und sind projektabhängig.

Die Darstellung in den Karten zeigt den „Brutto“-Standortertrag in Gigawattstunden pro Jahr. Die Farbskala geht von blauen und grünen Farbtönen für geringe, über gelbe und orangene Farbtöne für mittlere und rote Farbtöne für hohe Standorterträge. Anhand der Abbildungen ist zu sehen, dass auf 160 m Höhe über Grund vor allem für große Gebiete in Nordbayern der Standortertrag über 13 GWh pro Jahr erreicht wird. Somit werden viele Gebiete mit steigender Nabenhöhe wirtschaftlich und liefern hinreichend hohe Standorterträge.

Mittlerer Ertrag in GWh/a



..... WINDKARTEN

Standortgüte

.....
in 100 m Höhe über Grund

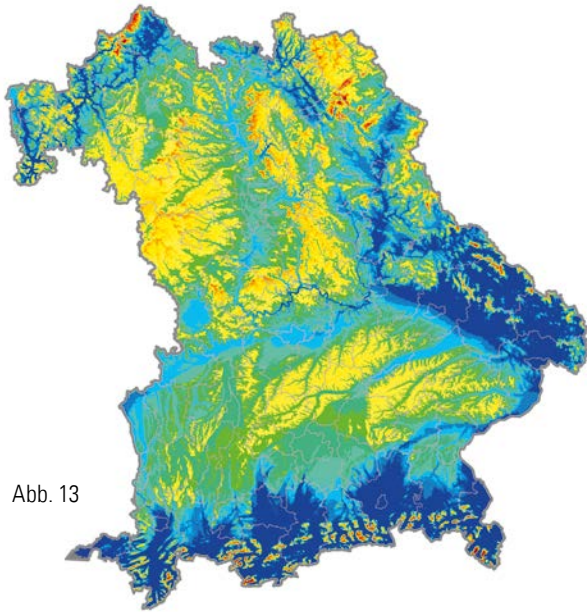


Abb. 13

.....
in 160 m Höhe über Grund

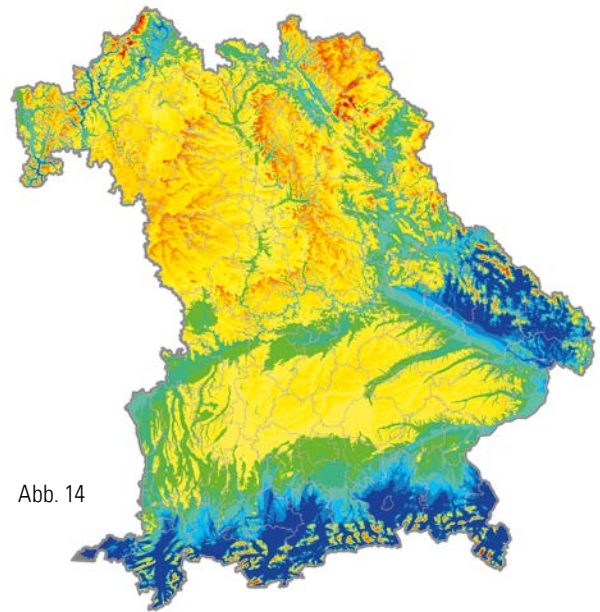


Abb. 14

.....
in 200 m Höhe über Grund

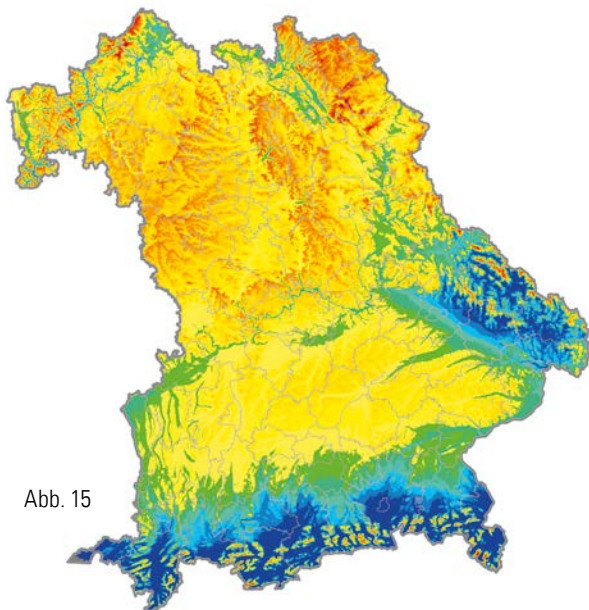


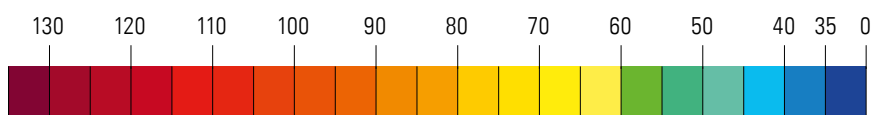
Abb. 15

STANDORTGÜTE

Die „Brutto“-Standortgüte wird aus dem „Brutto“-Standortertrag und dem Referenzertrag der oben definierten, fiktiven WEA bestimmt. Die Bestimmung des Referenzertrages erfolgt für jede Nabenhöhe (jeden Höhenschnitt). Bei der hier berechneten Standortgüte werden die im Betrieb auftretenden Verluste nicht weiter berücksichtigt.

Die Standortgüte wird in den Karten in Prozent angegeben. Nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG 2021) werden Korrekturfaktoren für die Standortgüte angesetzt, welche den sog. Anzulegenden Wert für Windenergieanlagen an Land bestimmen. Für Bayern ist vor allem die Standortgüte-Grenze von 60 % relevant, da unterhalb dieser Grenze der Korrekturfaktor konstant bleibt. Dementsprechend sind alle Windprojekte mit einer Standortgüte kleiner 60 % gleichgestellt. Bei einem Blick auf die Abbildung für 100 m ist zu erkennen, dass große Teile Bayerns noch unterhalb der 60 % Grenze liegen. Schon in 160 m Höhe ü. G. liegen jedoch bis auf die Alpenregion, dem Bayerischen Wald sowie die Flusstäler die meisten Regionen über 60 %. In der Fränkischen Alb, in Mittelfranken, dem Fichtelgebirge, der Röhn und natürlich auf den Gipfeln der Mittelgebirge bzw. Alpen sind verbreitet Werte oberhalb von 80 % vorzufinden. Die exponiertesten Gipfel weisen sogar eine Standortgüte über 100 % auf. Im Mittel ist die Standortgüte in Nordbayern deutlich höher als in Südbayern. Außerdem zeigen die Abbildungen, dass sich die Standortgüte mit der Höhe signifikant verbessert, sodass in 200 m Höhe ü. G. (siehe Anhang) mehr Gebiete (z. B. Unterbayerisches Hügelland) Werte über 70 % erreichen.

Standortgüte in %



Standortsuche

Bei der Suche eines geeigneten Standortes ist das Hauptkriterium die Standortgüte. Es wird geprüft, ob der infrage kommende Standort über der 60 %-Grenze, wenn möglich sogar noch deutlich höher liegt. Hierzu werden auch alle Höhenschnitte verglichen, da die Standortgüte mit der Höhe zunimmt. Zu beachten ist, dass mögliche Verluste bzw. Restriktionen die hier ausgewiesene „Brutto“-Standortgüte verringern werden. Zusätzlich können auch die Karten der mittleren Windgeschwindigkeit herangezogen werden. Bei mehreren potenziellen Standorten bieten die Karten der gekappten mittleren Windleistungsdichte und des Standortertrages einen guten Vergleich der Standorte.

Zusammenfassende Aussagen

In Deutschland nehmen die Windverhältnisse von Nordwest nach Südost ab, sodass in Bayern das Windpotenzial vergleichsweise geringer ausfällt. Mit zunehmender Höhe über Grund nehmen die Windverhältnisse zu. Entsprechend sind die oberen Höhenschnitte von besonderem Interesse. Die regionalen Windverhältnisse werden im Folgenden für den 160 m Höhenschnitt betrachtet.

Aufgrund der teils sehr komplexen Topographie in Bayern stechen einige Landschaftsräume mit sehr guten Windverhältnissen hervor und können durchaus mit Norddeutschen Standorten mithalten. Dies sind vor allem die Landschaftsräume Rhön und das Thüringisch-Fränkische Mittelgebirge in Nordbayern, welche in den Höhenlagen eine Standortgüte von mehr als 90 %, eine gekappte mittlere Windleistungsdichte von über 350 W/m² sowie Windgeschwindigkeiten um 7.5 m/s aufweisen.

Die Landschaftsräume Fränkisches Keuper-Lias Land und Mainfränkische Platten weisen vor allem in den orographisch höher gelegenen Gebieten (z. B. Steigerwald, Frankenhöhe) gute Windverhältnisse mit einer Standortgüte von mehr als 80 %, eine gekappte mittlere Windleistungsdichte von über 300 W/m² sowie Windgeschwindigkeiten oberhalb von 6.5 m/s auf. Ähnlich gute Windverhältnisse sind in der Fränkischen Alb, dem Odenwald, der Spessart und den höheren Lagen

des Oberpfälzer Waldes vorzufinden. Aufgrund der höheren und exponierten Orographie im Nordwesten der Fränkischen Alb nehmen die Windverhältnisse nach Südosten hin ab.

Eine Standortgüte von 65 % bis 75 %, eine gekappte mittlere Windleistungsdichte von über 200 W/m² bis 280 W/m² sowie Windgeschwindigkeiten zwischen 5.8 m/s bis 6.3 m/s werden für die Landschaftsräume Unterbayerisches Hügelland, Isar-Inn-Schotterplatten und Donau-Ille-Lech-Platten erreicht. In allen zuvor beschriebenen Landschaftsräumen können sich die Windverhältnisse mit der Höhe ü. G. verbessern.

Eine Sonderrolle besitzen die Landschaftsräume Bayerischer Wald und die Alpenregion, da dort der kontinentale und orographische Einfluss am stärksten ausgeprägt ist und die sonst vorherrschenden südwestlichen Winde eine weniger dominante Rolle spielen. Entsprechend prägt die Alpenregion eine südliche und den Bayerischen Wald eine östliche Windkomponente, die jeweils dazu führt, dass sich bis auf die exponierten Lagen die Region bei dieser Richtungskomponente im Windschatten befindet und folglich deutlich geringere mittlere Windgeschwindigkeiten auftreten. Die vergleichsweise weniger guten Windverhältnisse finden sich in allen Höhenschnitten wieder. Die exponiertesten Standorte weisen Windverhältnisse wie sie z. B. im Oberpfälzer Wald vorkommen auf.



5

VORGEHEN UND DATENGRUNDLAGE

Die Karten des Bayerischen Windatlas beruhen auf Berechnungen von 20-jährigen Zeitreihen mit 10-minütiger Auflösung eines mesoskaligen Wettermodells, das die qualitativ hochwertigen, globalen meteorologischen ERA5 Wetterdaten auf regionale Bedingungen weniger Kilometer verfeinert. Unter einem mesoskaligen Wettermodell versteht man ein thermodynamisches, vierdimensionales (drei Raumrichtungen plus die zeitliche Achse) atmosphärisches Modell. Dieses berechnet die räumlich und zeitlich hochaufgelösten Zeitreihen, welche das Wettergeschehen der letzten 20 Jahre detailliert abbilden, wodurch es sich von statistischen Modellen deutlich unterscheidet. Mit Hilfe der Kopplung mit einem CFD-Modell (Computational Fluid Dynamics) können die Windverhältnisse mit einer Auflösung von 10 Metern dargestellt werden. Zusätzlich enthält dieser Schritt ein Optimierungsverfahren für die standortspezifische Anpassung.

Methodik

In den meisten Ländern der Welt werden Wetterbeobachtungen durchgeführt und anschließend an einer zentralen Stelle gesammelt. Diese weltweiten Daten werden vor allem für die Wettervorhersage aufbereitet und in die Wettermodelle eingepflegt. Daneben werden auch Simulationen des Wetters der Vergangenheit durchgeführt. Diese sogenannten Reanalyse-Daten werden von Klimazentren bereitgestellt. Der derzeit qualitativ beste Datensatz der Vergangenheit ist die ERA5 Reanalyse des Europäischen Zentrum für Mittelfristvorhersage (EZMWF). In diesem Datensatz fließen z. B. auch Windgeschwindigkeiten des DWD Messnetzes in Deutschland ein. Die Windgeschwindigkeiten sollen als ein 20-jähriges Mittel der Jahre 2001 – 2020 gebildet werden. Um das Wettergeschehen der letzten 20 Jahre so genau wie möglich abzubilden, wird der 20-jährige Zeitraum vollständig simuliert.

Die methodische Vorgehensweise des Bayerischen Windatlas orientiert sich an der in Abbildung 16 dargestellten Prozesskette. Dieses Verfahren berücksichtigt neben der topographischen Abhängigkeit des Windes auch die Abhängigkeit des Windes vom Temperaturgradienten.

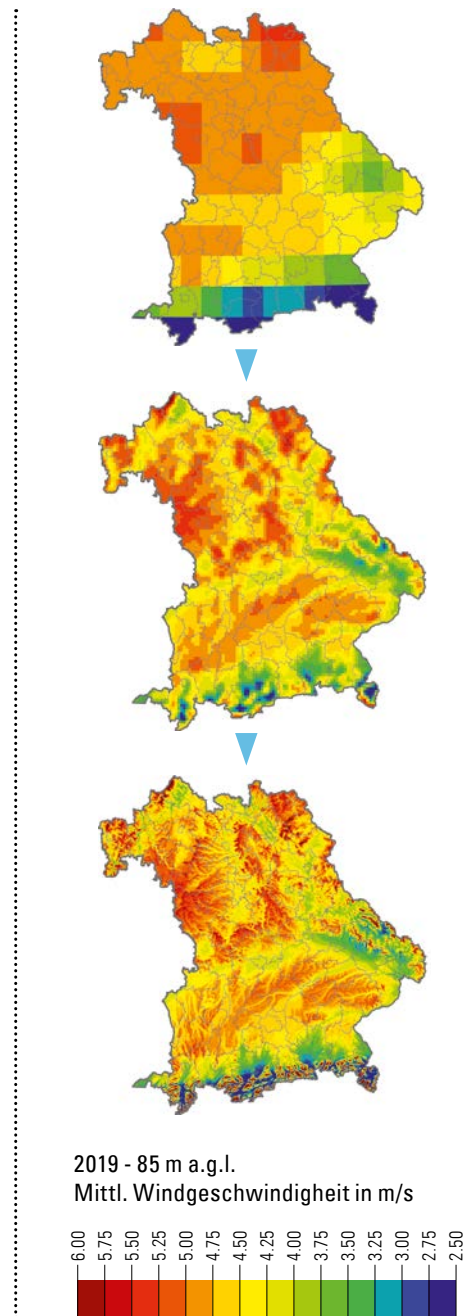
..... VORGEHEN

Des Weiteren wird auch die Luftdichtezeitreihe, welche für den Standortertrag, die Windleistungsdichte und die Standortgüte benötigt wird, hochaufgelöst simuliert.

Die Prozesskette setzt sich demnach aus der Kopplung einer mesoskaligen und mikroskaligen Modellierung und eines daraus abgeleiteten empirischen mikroskaligen Downscaling inklusive Optimierungsverfahren (Remodelling) zusammen. Das mesoskalige Modell wird dabei von dem globalen Datensatz ERA5 (Reanalysedaten) angetrieben. In der Abbildung 16 (von oben nach unten) ist beispielhaft für das Jahr 2019 das Windfeld für Bayern, wie es sich in den ERA5 Daten darstellt, nach dem dynamischen Downscaling mit einem Mesoskala-Modell (WRF) und nach dem anschließenden mikroskaligen Downscaling (CFD) inklusive Remodelling gezeigt.

Bei dem mesoskaligen bzw. dynamischen Downscaling wurden die globalen Reanalysedaten ERA5 mit grober räumlicher (~ 30 km) und zeitlicher (1 Stunde) Auflösung mittels des Mesoskala-Modells WRF (Weather Research and Forecasting Model) auf eine höhere räumliche und zeitliche Auflösung verfeinert (3 x 3 km² und 10 Minuten). Dabei wurden der Zielauflösung entsprechend die Charakteristiken der Erdoberfläche (Orographie und Rauigkeit) mit entsprechender Auflösung berücksichtigt.

Abbildung 16
 Methodik für die Erstellung des
 Bayerischen Windatlas.



..... VORGEHEN

Das WRF-Modell ist ein „state of the art“-Wettervorhersagesystem (gekoppeltes Atmosphären-Landoberflächen Modell) und ist im Bereich der Wetter- und Klimaforschung eines der am häufigsten und besten validierten Wettermodelle.

In den letzten Jahren hat sich das WRF-Modell zu dem führenden Mesoskala-Modell in der Windbranche etabliert und wird in einem breiten Spektrum für die verschiedensten Aufgabengebiete angewendet.

Die Windgeschwindigkeitszeitreihen, die mit dem WRF-Modell auf dem 3 km Raster berechnet wurden, werden in dem nächsten Schritt auf das Zielraster von 10 Meter verfeinert. Zusätzlich wird in diesem Schritt das Windgeschwindigkeitsfeld optimiert. Der Optimierungsprozess wird zwischen der deutschlandweiten und der regionalen Anpassung für Bayern unterschieden.

Die deutschlandweite Anpassung besteht aus dem Remodelling Verfahren basierend auf homogen verteilten Windmessungen in Deutschland. In dem Remodelling Verfahren werden mithilfe dieser Windmessungen gültige Skalierungsfaktoren für ganz Deutschland entwickelt, die systematische Fehler in Deutschland minimieren sollen. Insofern wird unter anderem der Bias der mittleren Windgeschwindigkeit, der Jahresgang und das Vertikalprofil korrigiert.

Die folgenden speziell für den Bayerischen Windatlas entwickelten Optimierungsschritte führen zu einer weiteren signifikanten Verbesserung:

Kopplung mit Meteodyn Universe (CFD-Solver)

Im Rahmen des Remodelling-Verfahrens wurde eine standortspezifische Geländehöhen- und Rauigkeitskorrektur mithilfe von CFD Simulationen an verschiedenen, komplexen Messstandorten entwickelt. Hierfür wurde das Modell Meteodyn Universe 1.4.1 verwendet. Anschließend konnte der Bayerische Windatlas mithilfe der empirischen Geländehöhen- und Rauigkeitskorrektur und den bestmöglichen DGM Datensätzen auf ein 10 x 10 m² Raster skaliert werden. Die Korrekturfunktion wurde beim Auslesen der Zeitreihen der Windgeschwindigkeit auf jeden Zeitschritt angewendet.

Hochaufgelöstes horizontales Raster (10 m x 10 m)

Bei der Berechnung der meteorologischen Verhältnisse über einem Gebiet müssen die Topographie und die Landnutzung des Gebietes berücksichtigt werden, da je nach Gelände bzw. Rauigkeit und Landnutzung die atmosphärischen meteorologischen Parameter beeinflusst werden und ein unterschiedlicher Austausch zwischen Boden und Atmosphäre, zum Beispiel die Wärmeabgabe, besteht.

Dies spielt in Bayern eine wichtige Rolle, da ein großer Teil der Landesfläche eine komplexe Topographie aufweist bzw. mit Wald bedeckt ist. Für die Orographie und das Höhenmodell wurde innerhalb der Bundeslandgrenzen von Bayern der DGM5 Datensatz des digitalen Geländemodells des Landesamtes für Digitalisierung, Breitband und Vermessung verwendet. Dieser Datensatz stellt die Höheninformationen in einer Rasterweite von 5 m zur Verfügung. Über die Grenzen des Bundeslandes hinaus wurde der EU-DEM Datensatz mit einer Auflösung von 25 m verwendet. Das Zielraster, auf das die Datensätze umgerechnet wurden, hat eine Auflösung von 10 m.

Präzise Modellierung der Landnutzung

Für die Unterscheidungen der Landnutzung Bayerns wurde die ATKIS (Amtliches Topographisch-Kartographisches Informationssystem) DLM25 Datenbasis vom Bundesamt für Kartographie und Geodäsie verwendet. Um Unterscheidungen zwischen verschiedenen Landnutzungen vornehmen zu können, gibt es die Einteilung in ATKIS-Objekte. Durch diese werden die thermischen Eigenschaften des Geländes beschrieben. Das Zielraster, auf das die Datensätze umgerechnet wurden, hat eine Auflösung von 10 m.

Regionale Anpassung (Bayern)

Im letzten Schritt des Optimierungsverfahrens wurden die Winddaten speziell für Bayern angepasst. Um systematische Abweichungen in Bayern zu minimieren, wurden die Modelldaten mit realen Messungen in Bayern verglichen. Somit konnte eine Korrektur, die diese regionalen systematischen Fehler des Windes minimiert, entwickelt und auf die Zeitreihen angewendet werden. Die Entwicklung der Korrekturfunktion

..... VORGEHEN

basiert auf Zeitreihenanalysen. Das heißt, dass standortgenau jeder einzelne Zeitschritt (10-Minuten) der vorliegenden Messung mit dem des Bayerischen Windatlas verglichen wird. Dabei wird sowohl für den 10 m Wind und die Höhenschnitte in 100 m bis 200 m Höhe eine Korrekturformel entwickelt. Diese Anpassungen führen zu einer weiteren Verbesserung des Bayerischen Windatlas.

Verwendete Daten

Für die Validierung und Anpassung des Bayerischen Windatlas wurden unterschiedliche Datensätze verwendet. Zum einen wurden Windmessungen von Wetterstationen des Deutschen Wetterdienstes (DWD) verwendet, die zur Validierung und Optimierung der Winddaten auf 10 m Höhe über Grund dienten.

Zum anderen wurden 10-min Zeitreihen aus Windmessungen (Mast, LiDAR und SoDAR), langjährige Windinformationen aus Projektprüfungen (Due Diligence), monatliche Betriebsdaten von WEA aus der Betreiberdatenbasis (BDB) sowie 10-min Zeitreihen aus Betriebsdaten von WEA (SCADA-Daten) für die Verifizierung und Optimierung des Windes zwischen 100 m und 200 m Höhe über Grund verwendet. Dabei standen von verschiedenen Standorten interne und externe Datensätze zur Verfügung.

Intern lagen zwölf Mast- und LiDAR-Messungen, fünf Due Diligence, 25 Ertragsdatensätze des BDB sowie SCADA-Daten von 15 WEA von vier Standorten vor. Um eine größere Datengrundlage und damit eine genauere Verifizierung zu erlangen, wurden externe Daten angefragt. Zum einen wurden für die Winddaten auf 10 m Höhe über Grund 29 der 56 in Bayern zur Verfügung stehenden DWD-Stationen verwendet. Diese wurden anhand von Qualitätsmerkmalen wie Messhöhe, Messgeräthewechsel sowie Verschattungen, beispielsweise durch Häuser, Bäume und Sträucher, ausgewählt. Somit werden weitere Quellen für Ungenauigkeiten bei der Analyse vermieden sowie die Homogenität der Zeitreihe gewährleistet. Zum anderen wurden drei weitere Messungen, darunter eine Mast-, eine LiDAR- und eine SoDAR-Messung zur Verfügung gestellt sowie SCADA-Daten von 24 WEA von 10 weiteren Standorten.

Insgesamt wurden für die Verifikation des Bayerischen Windatlas alle genannten Datensätze verwendet, wohingegen für die lokale Anpassung nur die Winddaten verwendet wurden, die einen Messzeitraum von mindestens einem Jahr aufweisen. Dieser Zeitraum ist für eine plausible Aussage ausreichend. Des Weiteren sollte innerhalb dieses Messzeitraums eine ausreichend hohe Datenverfügbarkeit gegeben sein.

Im Anschluss an die Optimierung und Verifikation des Bayerischen Windatlas wurden die verschiedenen Windkenngößen für Bayern berechnet. Die mittlere Turbulenzintensität wird aus den Modelldaten abgeleitet. Auf Basis der Windgeschwindigkeitszeitreihen werden die Höhengschnitte der gekappten mittleren Windleistungsdichte berechnet. Die Kappungsgrenze wurde auch hier auf 15 m/s festgelegt.

Eine weitere Kenngöße, die berücksichtigt wird, ist der Standortertrag. Hierfür wurde eine fiktive 5 MW WEA mit entsprechender Leistungskennlinie gewählt. Anschließend folgen die Berechnungen der Ertragszeitreihen mittels der Leistungskennlinie sowie Wind- und Luftdichtezeitreihen und final die Berechnung des Standortertrages für die sechs Höhengschnitte. Des Weiteren wird mittels des Referenzertrages und des Standortertrages die Standortgüte berechnet.



6

QUALITÄT DER ERGEBNISSE

Ein Windatlas als Planungsgrundlage für Projekte der Windindustrie hat unmittelbar Einfluss auf wirtschaftliche und planerische Entscheidungen. Eine möglichst hohe Genauigkeit des Windatlas ist Voraussetzung für eine bestmögliche und zielführende Nutzung. Die Bewertung der Qualität und Genauigkeit des Windatlas kann nur durch Vergleiche mit Beobachtungen (Windmessungen und Betriebsdaten) oder mit standortspezifischen Analysen (Wind- und Ertragsgutachten) geschehen.

Durch die Simulation von 20 Jahren und der hohen zeitlichen Auflösung von 10 Minuten können Messungen und SCADA-Daten innerhalb dieses Zeitraumes direkt zeitgenau verglichen werden, ohne die zeitliche Skala anpassen zu müssen. In diesem Falle entfällt die nicht zu vernachlässigende Unsicherheit des Langzeitbezuges. Des Weiteren ist es wichtig, dass die für die Verifikation herangezogenen Datensätze eine hohe Qualität aufweisen. Um dies zu gewährleisten, ist in erster Linie darauf zu achten, dass die verwendeten Höhen der Messungen und des Windatlas identisch sind. Zusätzlich muss eine hohe Datenverfügbarkeit vorhanden sein. Dabei wurden für die Verifikation des 10 m-Windes meteorologische Stationen des Deutschen Wetterdienstes (DWD), die für die Wetterbeobachtungen genutzt werden, verwendet. Für die Auswertungen der Höhen ab 100 m wurden Windmessungen

Windpark
Wildpoldsried
am Alpenrand



(Mast, LiDAR u. SoDAR), die im Zuge der Planung von Windenergieprojekten bzw. zu Forschungszwecken durchgeführt wurden, sowie die Daten von bereits in Betrieb befindlichen Windenergieanlagen verwendet.

Anhand dieser Datensätze wurden der Bias und die stündliche Korrelation (prozentuale Übereinstimmung) für die einzelnen Standorte, die sich über ganz Bayern verteilen, ermittelt. Der Bias entspricht der Abweichung der mittleren Windgeschwindigkeit zwischen Simulation und Messung über dem Messzeitraum. Der Bias ist ein Maß für die Güte des simulierten / modellierten Windpotenzials am Standort. Zusätzlich können Rückschlüsse über systematische Fehler getroffen werden (z. B. Bias immer positiv). Bei dem Bias gilt, je kleiner der Betrag, desto höher ist die Simulationsgüte. Die stündliche Korrelation entspricht dem statistischen Zusammenhang der Windzeitreihen zwischen Simulation und Messung. Ab 80 % kann von einer guten Übereinstimmung der Daten und bei 90 % von einer sehr guten Übereinstimmung ausgegangen werden. Ein Korrelationskoeffizient von 100 % bedeutet, dass die Simulation mit der Messung identisch ist. Die Korrelation ist ein Maß, wie gut die Simulation die Windverhältnisse am Standort im zeitlichen Verlauf abbilden kann. Anhand des Bias und der Korrelation lassen sich die Ergebnisse validieren.

Verifikation mit Windmessungen

Die Verifikation der 10-min Zeitreihen aus dem Bayerischen Windatlas wird im direkten Vergleich mit den 10-min Zeitreihen der Windmessungen durchgeführt. Dabei erfolgte zunächst eine Interpolation der Windgeschwindigkeitszeitreihen aus dem Bayerischen Windatlas auf die entsprechenden Messhöhen der betrachteten Windmessungen. Anschließend werden die Windgeschwindigkeiten der beiden Zeitreihen für jeden Zeitstempel verglichen und der Bias des Messzeitraumes sowie die stündliche Korrelation berechnet. Anhand dieser Werte kann die Genauigkeit des Bayerischen Windatlas bestimmt werden.

Die Ergebnisse der Verifikation werden anhand von Boxplots über den Bias sowie die stündliche Korrelation zwischen den Atlaswerten und den Windmessungen dargestellt (Abbildung 17). Dabei werden alle betrachteten Höhen vergleichend berücksichtigt. In den Boxen ist der Mittelwert (+) und der Median (-) dargestellt. Die Antennen zeigen an, wo die Extremwerte liegen. Die Boxen zeigen den Wertebereich, in dem die mittleren 50 % der Werte liegen. Insgesamt ist bei der Betrachtung der verschiedenen Verifikationshöhen unbedingt zu berücksichtigen, dass unterschiedlich viele Messungen in die Analyse, aufgrund der Datenverfügbarkeit bzw. geringen Messhöhe von Messmasten, mit eingeflossen sind. Die Anzahl der Messungen pro Höhe ist in Tabelle 2 dargestellt.

In Abbildung 17(a) zeigen die Boxplots, dass der mittlere Bias (Mittelwert) für alle Messhöhen (insbesondere in den Höhenschnitten 10 m, 120 m und 200 m) sehr nahe an Null liegt. Bei den verbleibenden Höhen zeigt sich, dass der Bias bei 100 m im Mittel leicht über und zwischen 140 m und 180 m leicht unter null liegt. Insofern lässt sich festhalten, dass es keine signifikanten systematischen Abweichungen in der Windgeschwindigkeit gibt.

Des Weiteren zeigen die Boxen, dass der Bias des 10 m-Windes am stärksten variiert. Die mittleren 50 % der Werte liegen zwischen -0.25 m/s und 0.25 m/s. Die mittleren 50 % der Bias-Werte für eine Höhe von 140 m liegen am dichtesten beieinander. Die Weite der Box reicht hier von 0.15 m/s bis 0.05 m/s. Insgesamt wird gezeigt, dass der Bias zwischen den unterschiedlichen Höhen variiert. Das liegt z. B. daran, dass die Mastmessungen nur bis maximal 140 m Höhe messen.

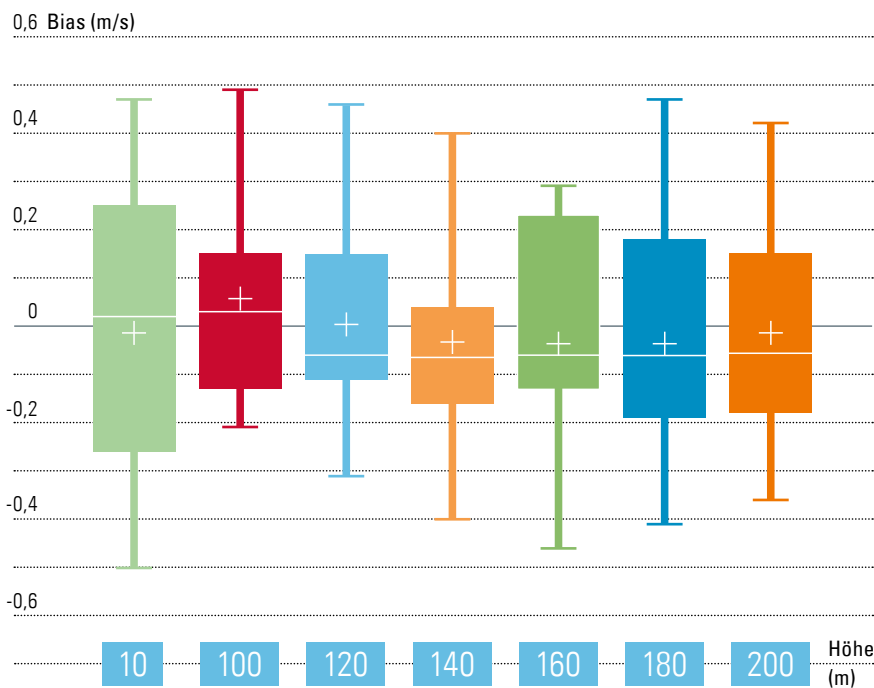
Daher erklärt sich auch der Sprung von 140 m zu 160 m in der Boxenweite. Anhand der Antennen kann man sehen, dass der Bias aller Messungen und Höhen in einem maximalen Bereich zwischen -0.5 m/s und 0.5 m/s liegt (siehe Abbildung 17(a)).

Beim 10 m-Höhenschnitt ist die Spanne der Extremwerte am höchsten und für den 100 m-Höhenschnitt am geringsten. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass der mittlere Bias der untersuchten Standorte nahe 0 m/s liegt. Demnach sind die Windverhältnisse im Bayerischen Windatlas mit einer hohen Genauigkeit wiedergegeben.

Auch die in Abbildung 17(b) dargestellte stündliche Korrelation (R) bestätigt die Qualität des Bayerischen Windatlas. Analog zum Bias zeigt sich eine geringere Variabilität der Korrelation zwischen Bayerischen

Abbildung 17 a

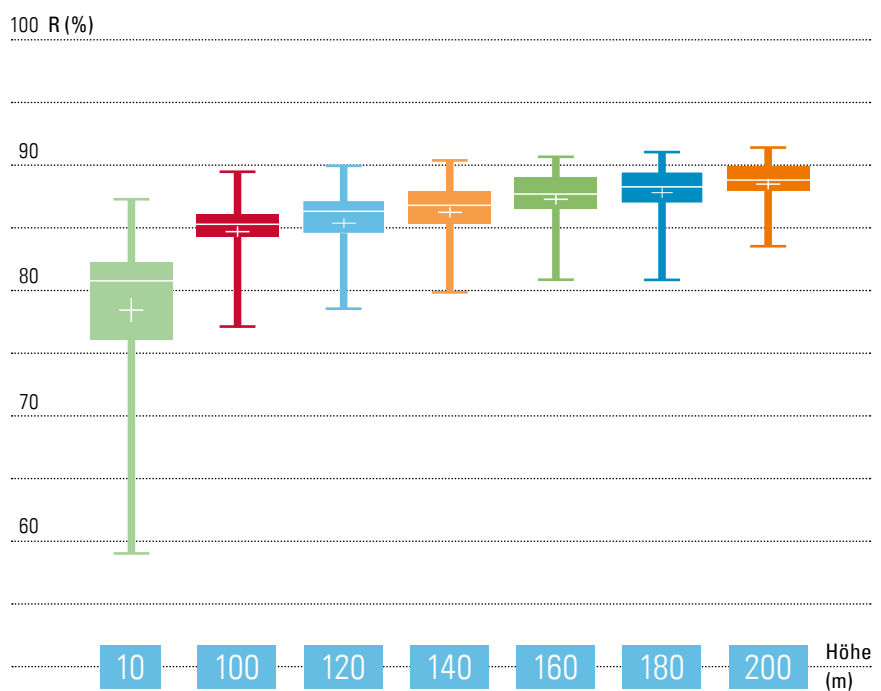
Boxplot über den Bias in m/s (a) und die Korrelation in % (b) zwischen den verschiedenen Höhen der Windgeschwindigkeit des Bayerischen Windatlas zu den DWD-Stationen bzw. den Windmessungen.



Windatlas und Messung für die Höhen ab 100 m. Dies ist deutlich an den Antennen zu erkennen, die bei der 10 m Höhe zwischen 59 % und 87 % liegen. In den Höhen zwischen 100 m und 200 m wird eine Korrelation zwischen 77 % und 92 % erreicht. Die starke Höhenabhängigkeit der Korrelation, d. h. mit steigender Höhe steigt auch die Korrelation, ist vor allem in den unteren Höhen durch den Einfluss des Bodens auf die Windgeschwindigkeit begründet, welcher für die Modelle schwerer zu simulieren ist.

Die Mittelwerte liegen für die 10 m Höhe bei 78 % und für die Höhen 100 m bis 200 m zwischen 85 % bis 89 %. Die Boxenweite liegt für die 10 m Höhe bei ca. 6 % und für alle anderen Höhen bei ca. 2 %. Insofern kann durch die Ergebnisse gezeigt werden, dass der Bayerische Windatlas die Realität sehr gut wiedergibt.

Abbildung 17 b

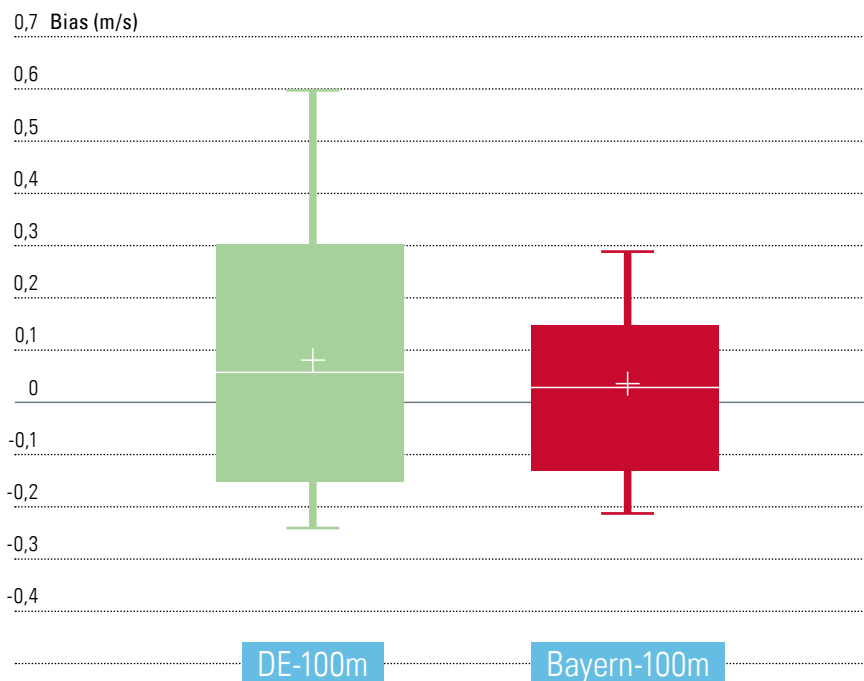


Um einen Gesamteindruck zu erhalten, ob sich der Bayerische Windatlas durch die speziellen Optimierungsschritte für Bayern verbessert hat, werden als weitere Auswertung die Daten des Bayerischen Windatlas in 100 m Höhe mit denen des Windatlas Deutschland verglichen (Abbildung 18).

Es wurden nur Messungen mit vollständigen Jahresperioden verwendet, sodass für die Verifikation der beiden Datensätze nur 13 der 15 Messungen in Bayern verwendet werden konnten.

Der mittlere Bias liegt für den Windatlas Deutschland bei 0.08 m/s und für den Bayerischen Windatlas leicht über null (0.04 m/s). Die Boxenweite liegt für den Windatlas Deutschland zwischen -0.15 m/s und 0.25 m/s und für den Bayerischen Windatlas ergeben sich bessere Werte zwischen -0.12 m/s und 0.15 m/s. Vor allem bei den Ausreißern zeigt

Abbildung 18
Boxplot über den Bias in m/s für den Windatlas Deutschland und dem Bayerischen Windatlas in 100 m Höhe über Grund.



der Bayerische Windatlas ein Minimum bzw. Maximum von -0.21 m/s bzw. 0.29 m/s, während die Werte für den Windatlas Deutschland bei -0.24 m/s bzw. 0.60 m/s liegen. Somit ist gezeigt, dass die speziellen Optimierungsschritte für Bayern nochmals zu einer signifikanten Verbesserung geführt haben. Zudem ist anzumerken, dass die Streuung der Bayerischen Windatlas Daten deutlich geringer ist als bei der Betrachtung des Windatlas Deutschland.

Neben der Verifikation der Windgeschwindigkeit wurde auch die mittlere Turbulenzintensität anhand von vier Mastmessungen analysiert. Da diese Messungen ausschließlich im komplexen, bewaldeten Gelände vorzufinden sind, ist die Analyse folglich nur für diese Standorte repräsentativ. Die Messungen weisen eine mittlere Turbulenzintensität von ca. 10% – 13% in einer Höhe von 100 m auf, während die Modell-daten mit 13% – 15% etwas höher liegen. Sowohl die Messungen als auch das Modell zeigen eine Abnahme der mittleren Turbulenzintensität mit der Höhe (ca. 2 Prozentpunkte von 100 m auf 140 m). Insofern zeigt sich, dass die mittlere Turbulenzintensität vom Modell für die vier Standorte gut wiedergegeben wird.

Verifikation mittels Ertragsdaten

Neben der Verifikation der Windgeschwindigkeit erfolgte eine weitere Verifikation hinsichtlich des Energieertrags. Dazu wurden die Betriebsdaten von bestehenden WEA herangezogen. Für die Verifikation der 10-min SCADA-Daten der WEA erfolgte zunächst eine Interpolation der Windgeschwindigkeitszeitreihen aus dem Bayerischen Windatlas auf die Nabenhöhen der WEA. Im nächsten Schritt erfolgte eine Berücksichtigung der Abschattung durch umliegende WEA, welche zu einer Reduktion der Windgeschwindigkeit führt. Diese korrigierten Windgeschwindigkeitszeitreihen wurden unter Berücksichtigung der Luftdichte auf Nabenhöhe mit der Leistungskennlinie der WEA gekoppelt, sodass nun 20-jährige Zeitreihen der Leistung der WEA mit einer zeitlichen Auflösung von 10-min vorliegen. Diese Zeitreihen wurden anschließend mit den tatsächlich an den WEA aufgezeichneten gefilterten Leistungswerten aus dem SCADA-System auf Basis einer zeitlichen Auflösung von 10-min verglichen.

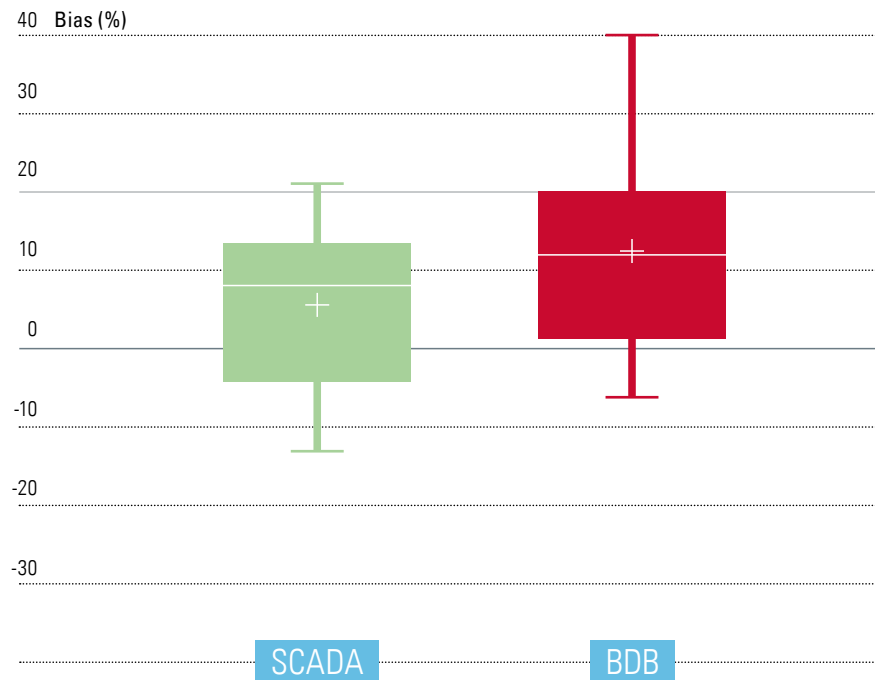
Für die Verifikation der mittleren langjährigen Jahresenergieerträge der WEA aus der BDB erfolgten zunächst dieselben Schritte wie bei der Verifizierung der 10-min SCADA-Daten der WEA. Da jedoch kein direkter Vergleich auf Basis von 10-min Zeitreihen möglich ist, mussten die aus dem Bayerischen Windatlas generierten 10-min Zeitreihen der Leistung zu einem mittleren langjährigen Jahresenergieertrag zusammengefasst werden. Anschließend konnte ein Vergleich des Jahresenergieertrags erfolgen.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Verifikation mittels Betriebsdaten anhand von zwei Boxplots über den Bias zwischen dem Bayerischen Windatlas und den SCADA-Daten in grün bzw. BDB-Daten in rot dargestellt (siehe Abbildung 19). Bei der Betrachtung des prozentualen Bias fällt auf, dass sowohl die SCADA also auch die BDB Verifikation einen positiven Bias von 6 % bzw. 13 % aufzeigen. Die Boxenweite liegt bei den SCADA-Daten zwischen -5 % und 14 % und bei den BDB-Daten zwischen 1 % und 20 %. Demnach haben beide Analysen eine Boxenweite von insgesamt 19 %, in dem die mittleren 50 % der Werte liegen. Anhand der Antennen kann man sehen, dass der Bias in einem maximalen Bereich zwischen -14 % und 21 % für die SCADA-

Daten und zwischen -6 % und 40 % für die BDB-Daten liegt. Für die BDB-Daten ist die Spanne der Extremwerte am höchsten, während die Spanne für die SCADA-Daten im Bereich $\pm 20\%$ liegt.

Abbildung 19

Boxplot über den Bias zwischen den SCADA-Daten sowie den BDB-Daten und des Bayerischen Windatlas



Diskussion zur Qualität und Aussagekraft der Ergebnisse

Im letzten Schritt werden die Verifikationsergebnisse der Windgeschwindigkeit und des Energieertrages in Tabelle 2 zusammengefasst und bewertet. Zusätzlich gibt Tabelle 1 die regionale Verteilung der Datensätze aufgeteilt in DWD-Stationen, Winddaten und Windparks an. Alle drei Datensätze zeigen eine annähernd homogene Verteilung in Bayern. Lediglich Unterfranken weist bei den Winddaten und Windparks einen starken Überschuss sowie Schwaben bei den Winddaten bzw. Niederbayern bei den Windparks eine Knappheit an Daten auf. Trotzdem sind alle Regierungsbezirke mit mindestens einer Datenquelle abgedeckt.

Tabelle 1

Regionale Verteilung der Datensätze. Grenznahe Datensätze wurden den Regionen zugeordnet.

Regierungsbezirke	Anzahl DWD-Stationen (10 m)	Anzahl Winddaten (Messung + DD)	Anzahl Windparks (SCADA + BDB)
Unterfranken	3	8	20
Oberfranken	4	3	3
Mittelfranken	5	1	5
Oberpfalz	2	5	5
Schwaben	4	0	3
Oberbayern	8	2	3
Niederbayern	3	1	0
Gesamt	29	20	39

Die erste Zeile von Tabelle 2 stellt den Bias und die Standardabweichung der fünf Windprojekte (DDs) dar. Aufgrund der nur fünf betrachteten Datensätzen kann eine einzelne Messung den mittleren Bias deutlich beeinflussen. Zusätzlich ergibt sich durch den Vergleich des Langzeitwertes eine größere Ungenauigkeit. Entsprechend sollten die Ergebnisse der DDs durch diese Unsicherheiten nicht zu sehr gewichtet werden. Der mittlere Bias aus den DDs liegt mit -2.6 % deutlich unter den Werten aus den Ergebnissen der Windmessungen. Die Standardabweichung ist hingegen mit 3.1 % relativ gering.

In den folgenden Zeilen von Tabelle 2 werden die Windmessungen in den verschiedenen Höhen (10 m, 100 m bis 200 m und Ø) dargestellt. Ø gibt das Mittel über die Höhen 100 m bis 200 m an. Bei der Betrachtung der Ergebnisse ist zu berücksichtigen, dass für die Berechnungen aufgrund der Datenverfügbarkeit bzw. der geringen Messhöhe von Mastmessungen unterschiedlich viele Messungen eingegangen sind und vor allem mit zunehmender Höhe stetig abnehmen (siehe letzte Spalte). Insgesamt lag die Anzahl der in die Verifikation eingegangenen Datensätze für die 10 m Höhe bei 29 und für die Höhen zwischen 100 m und 200 m bei 15 bis 10. Es ist gut zu erkennen, dass der mittlere Bias über alle Messhöhen sehr nahe an der null und für das Mittel über die sechs Höhen (100 m – 200 m) sogar genau bei null liegt.

Die Standardabweichung, welche auch als Maß für die Unsicherheit bzw. Genauigkeit der Simulation herangezogen wird, liegt für die 120 m Höhe mit 3.8 % am niedrigsten. Im Mittel über alle Höhenschnitte mit einem Wert von 3.9 % schwankt diese nur geringfügig. Dies bedeutet z.B. für eine mittlere Windgeschwindigkeit von 5 m/s eine absolute Standardabweichung von ca. 0.2 m/s, was für das Bundesland Bayern als Unsicherheitsmaß ein sehr guter Wert ist. Auf 10 m Höhe liegt die Standardabweichung mit 10 % deutlich höher, was aber aufgrund der schon oben erwähnten starken Bodeneinflüsse sowie der in dieser Höhe viel geringeren mittleren Windgeschwindigkeit ebenfalls einen soliden Wert darstellt.

Die in der Tabelle 2 zusammengefassten Ergebnisse der Verifikation von SCADA und BDB Daten (siehe letzten beiden Zeilen) zeigen einen positiven Bias mit einer Standardabweichung von 11 % – 13 %. Die Überschätzung der beiden Datenquellen liegt in einem erwarteten Rahmen. Der im Mittel errechnete Bias bei den SCADA-Daten von 5.7 %

Tabelle 2

Ergebnisse zum Bias, der Standardabweichung sowie der Anzahl der eingegangenen Messungen für die Validierung des Bayerischen Windatlas

Wind	Höhe (m)	Bias (%)	Standardabweichung (%)	Anzahl der Messungen
DDs	100 – 140	-2.6	3.1	5
DWD	10	0.4	10.0	29
Messung	100	1.3	3.9	15
	120	0.3	3.8	14
	140	-0.4	4.0	12
	160	-0.5	4.1	10
	180	-0.5	3.9	10
	200	-0.2	4.0	10
	∅	0.0	3.9	~12

Ertrag	Höhe (m)	Bias (%)	Standardabweichung (%)	Anzahl an Daten
SCADA	105 – 143	5.7	11.1	39
BDB	100 – 149	12.5	12.7	25

spiegelt die Abweichungen eines Modells wider, das davon ausgeht, dass die WEA und deren Rotorblätter nahezu perfekt im Wind stehen. Des Weiteren weist die Leistungskurve von WEA nur einen bestimmten Gültigkeitsbereich von relevanten Windparametern, wie u. a. Turbulenzintensität, Schräganströmung und Windscherung auf. In der Realität werden diese Gültigkeitsbereiche jedoch an vielen Standorten sowie bei vielen Wetterereignissen überschritten. So treten besonders bei Waldstandorten oder zu dichter Platzierung von WEA erhöhte Turbulenzen auf. Da dies zumeist Faktoren sind, die den Ertrag einer WEA verringern, kommt es mit den Modelldaten zu einer Überschätzung. Unter diesen Aspekten ist daher bei der Verwendung des Standortertrages ein pauschaler Abzug von ca. 6 % zu empfehlen.

Bei den BDB-Daten liegt der Bias noch um etwa 7 % höher als bei den SCADA-Daten. Während bei den SCADA-Daten eine Filterung der Daten hinsichtlich aller Stillstände oder Betriebseinschränkungen möglich war, liegen bei den BDB Daten keine Informationen über mögliche Betriebseinschränkungen vor. Die in der BDB veröffentlichte Verfügbarkeit ist häufig fehlerbehaftet und berücksichtigt meist keine Abschaltungen durch genehmigungsrechtliche Auflagen (z. B. Fledermausflug), Abschaltungen durch die Direktvermarktung oder Einspeisemanagementmaßnahmen. Zudem unterliegt die Analyse der BDB Daten durch die zusätzliche Betrachtung des Langzeitbezugs einer höheren Unsicherheit. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass der Bayerische Windatlas ein sehr plausibles Bild zeigt und für die vorgesehenen Anwendungsgebiete sehr gut geeignet ist.



WEITERE WINDKARTEN

Mittlere Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe über Grund

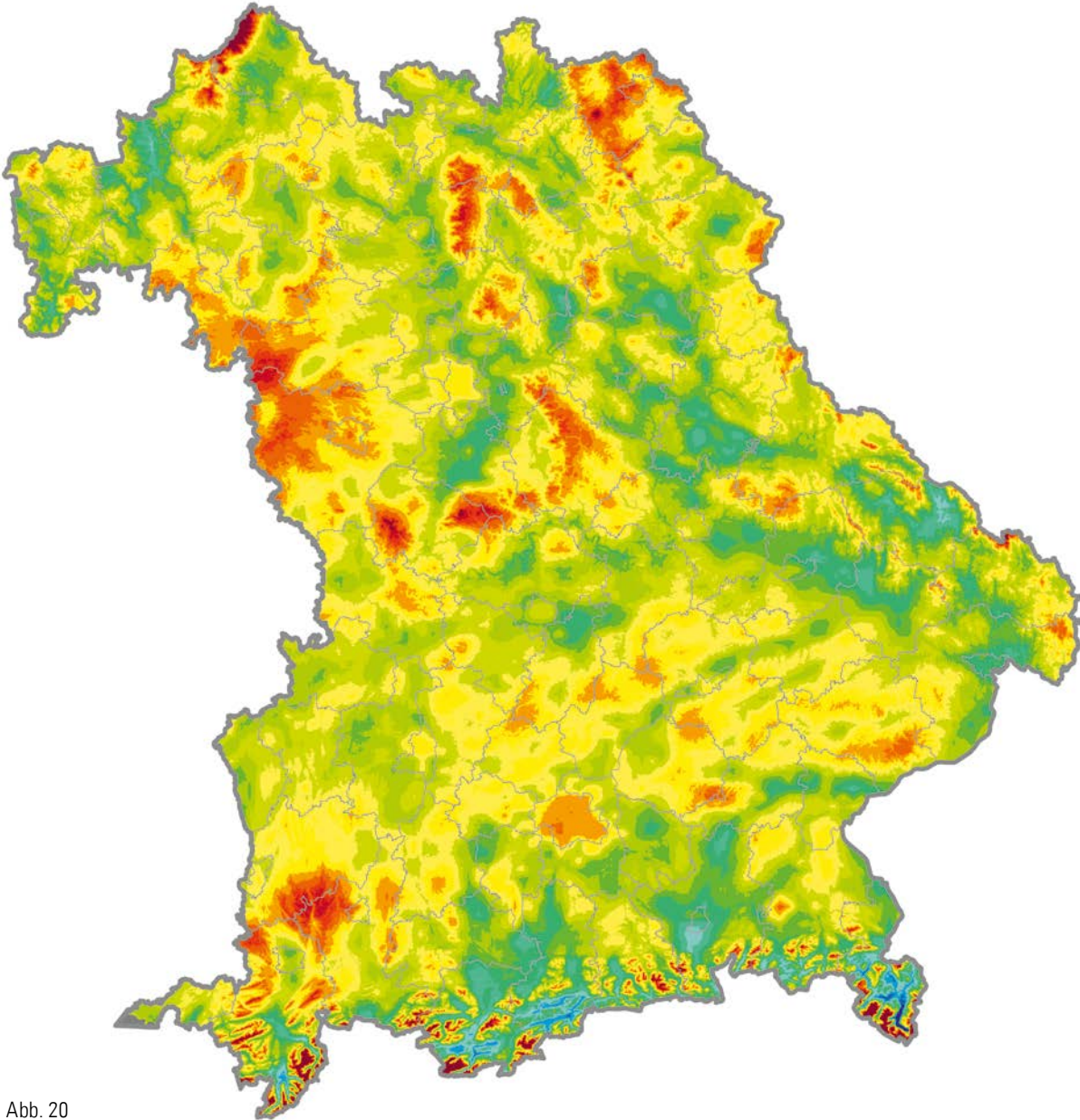
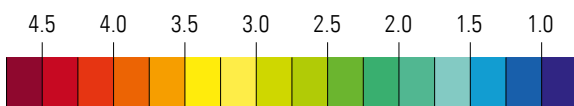


Abb. 20

Windgeschwindigkeit in m/s



WEITERE WINDKARTEN

Mittlere Windgeschwindigkeit in 120 m Höhe über Grund

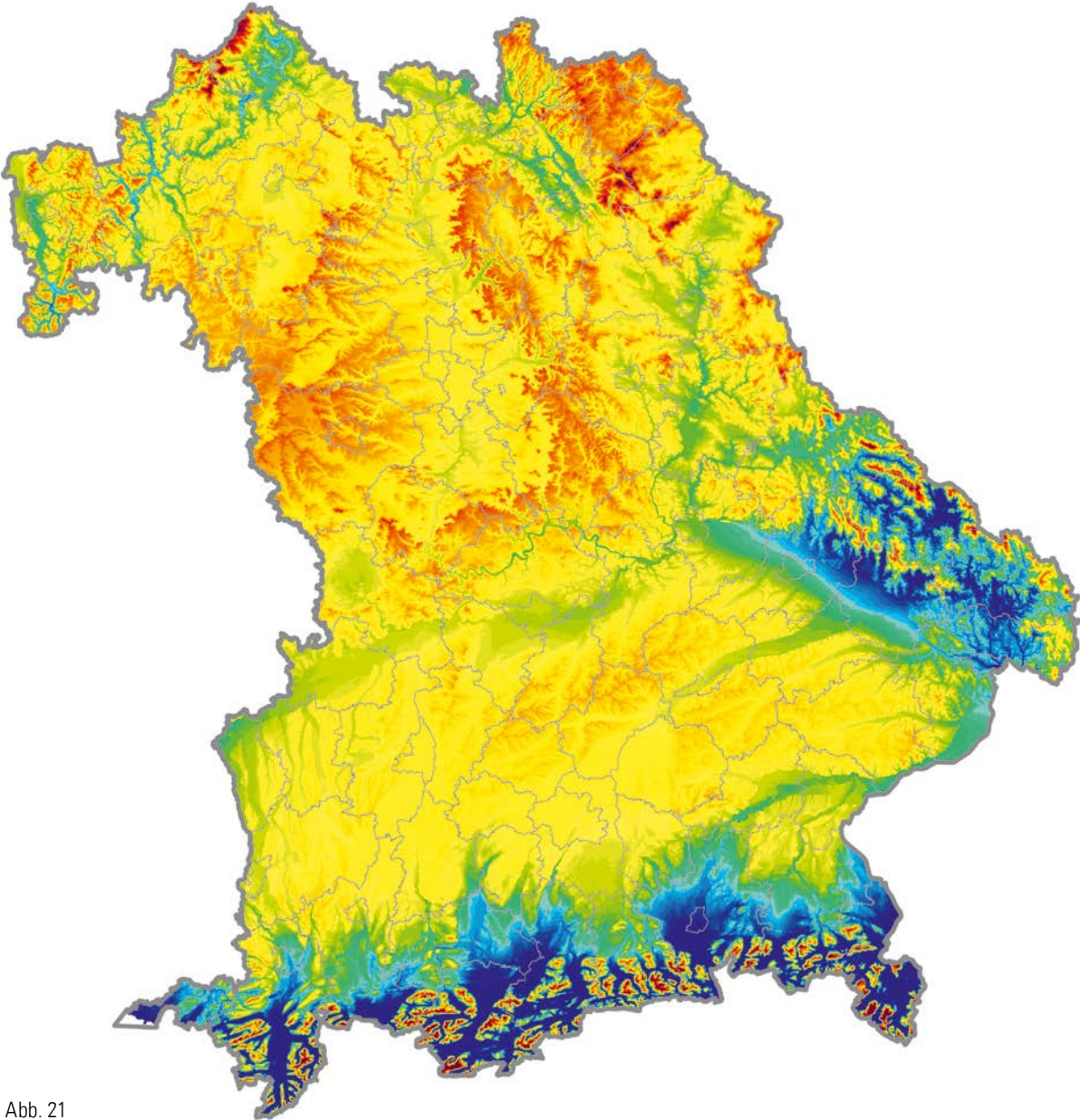
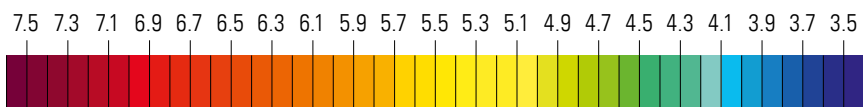


Abb. 21

Windgeschwindigkeit in m/s



Mittlere Windgeschwindigkeit in 140 m Höhe über Grund

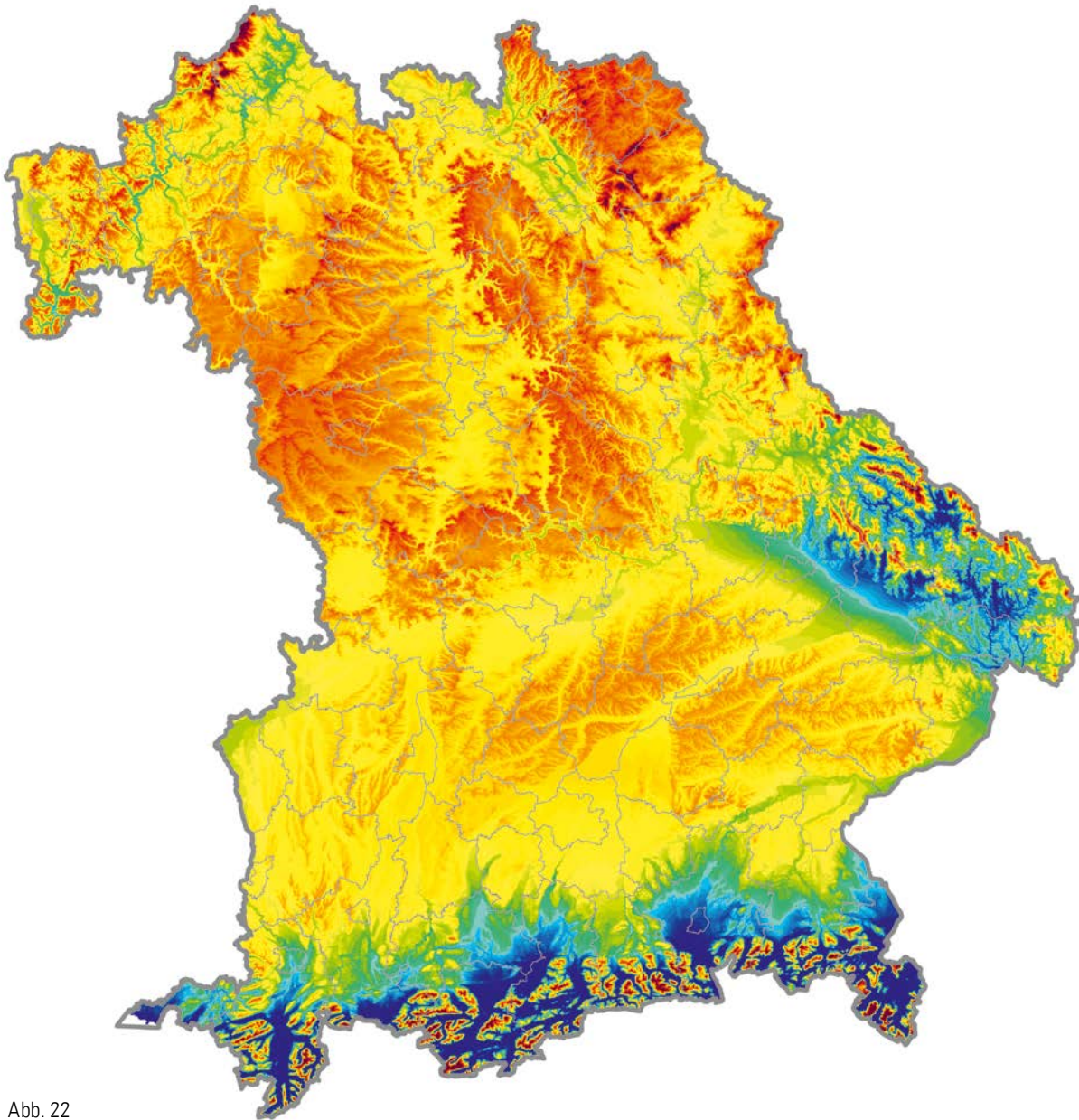
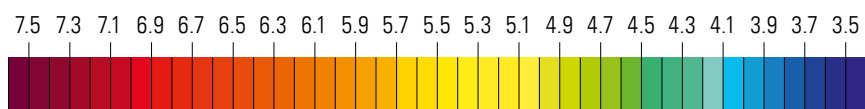


Abb. 22

Windgeschwindigkeit in m/s



WEITERE WINDKARTEN

Mittlere Windgeschwindigkeit in 180 m Höhe über Grund

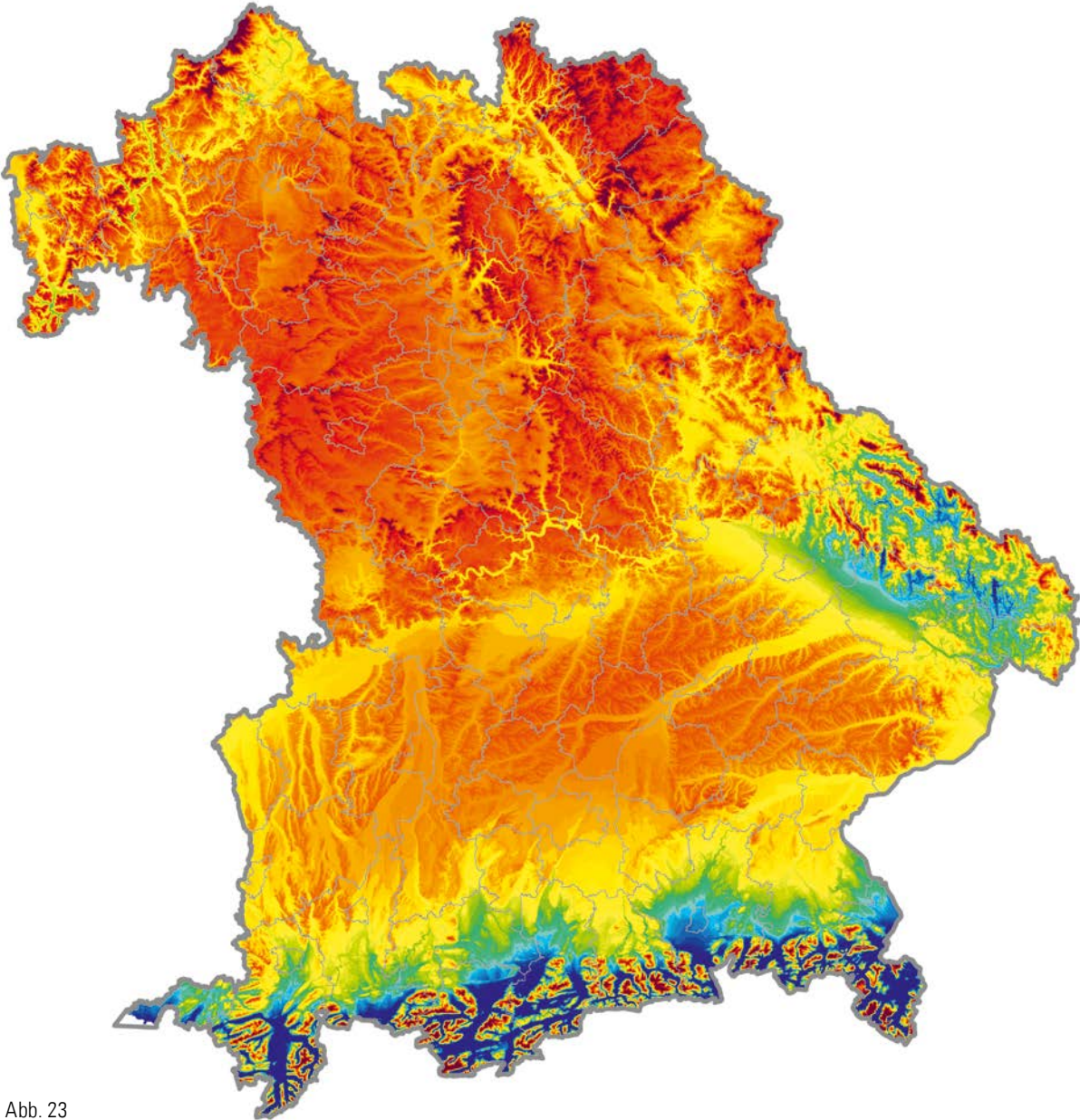
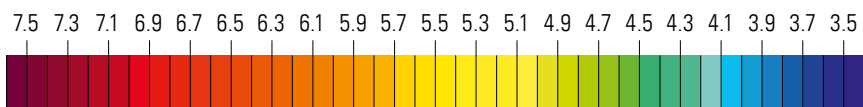


Abb. 23

Windgeschwindigkeit in m/s



Gekappte mittlere Windleistungsdichte in 120 m Höhe über Grund

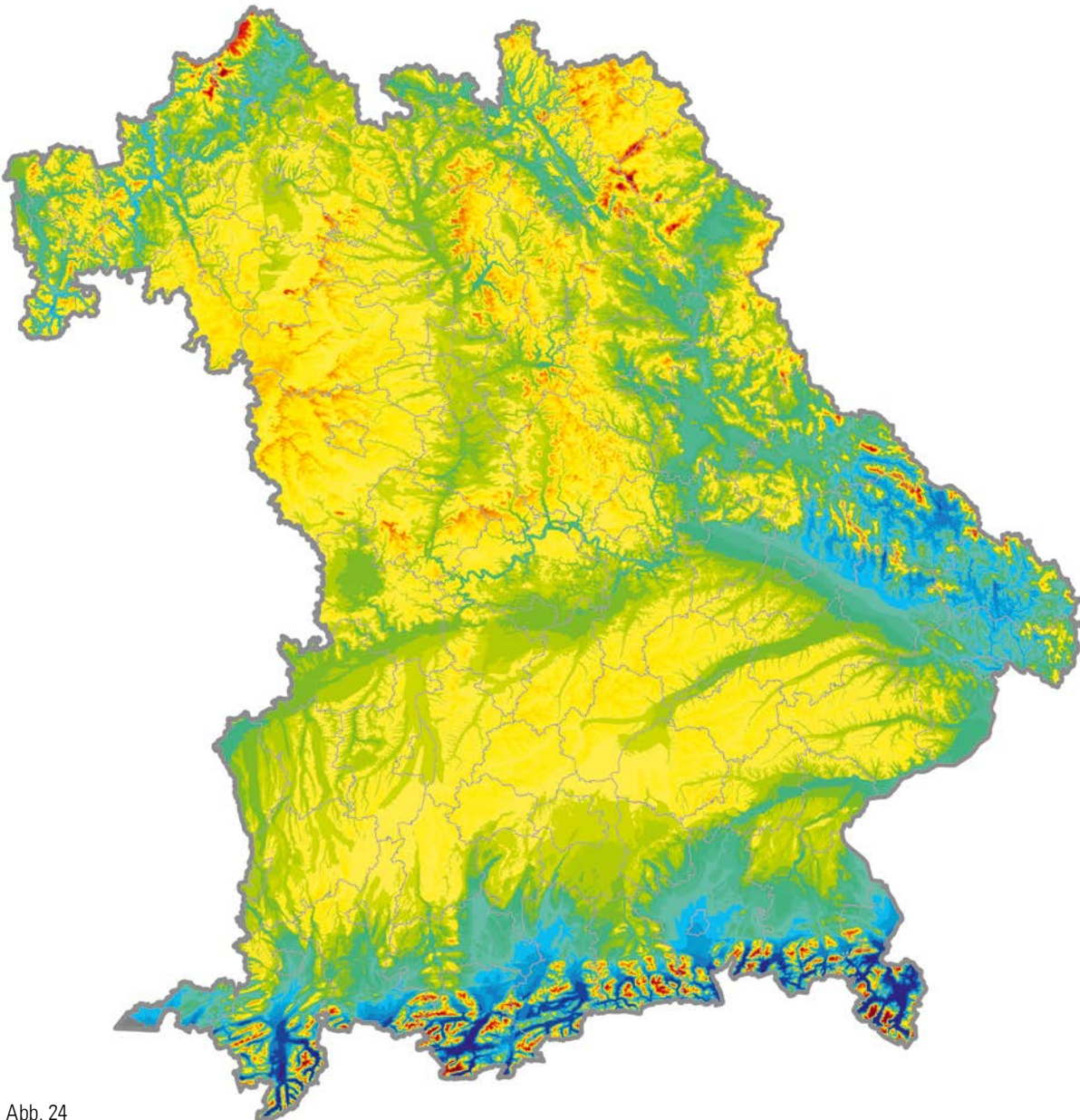
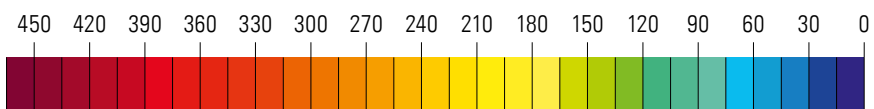


Abb. 24

Leistungsdichte in W/m^2



..... WEITERE WINDKARTEN

Gekappte mittlere Windleistungsdichte in 140 m Höhe über Grund

.....

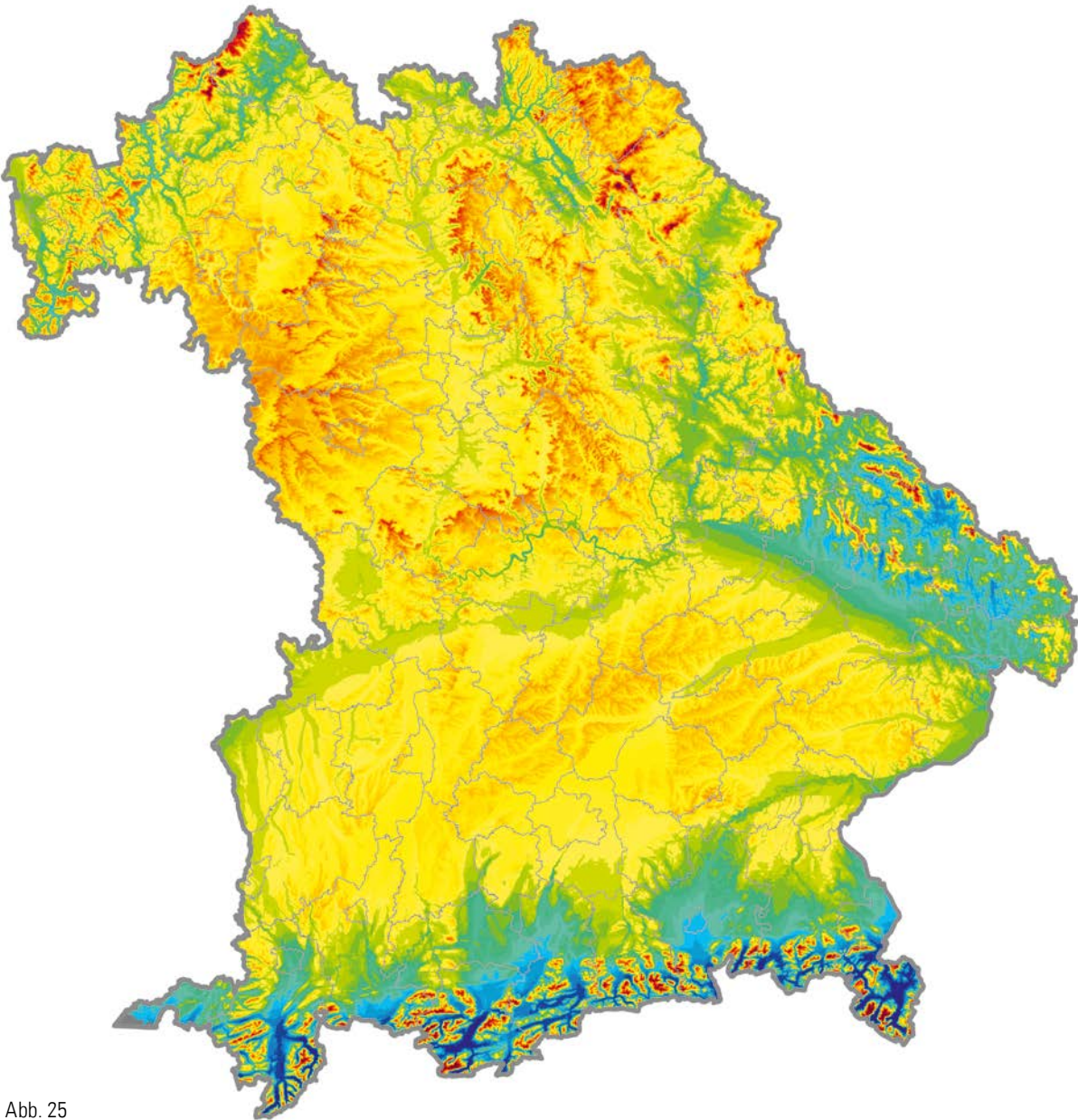
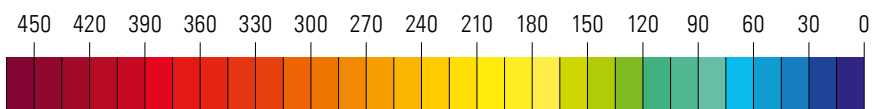


Abb. 25

.....
Leistungsdichte in W/m^2



Gekappte mittlere Windleistungsdichte in 180 m Höhe über Grund

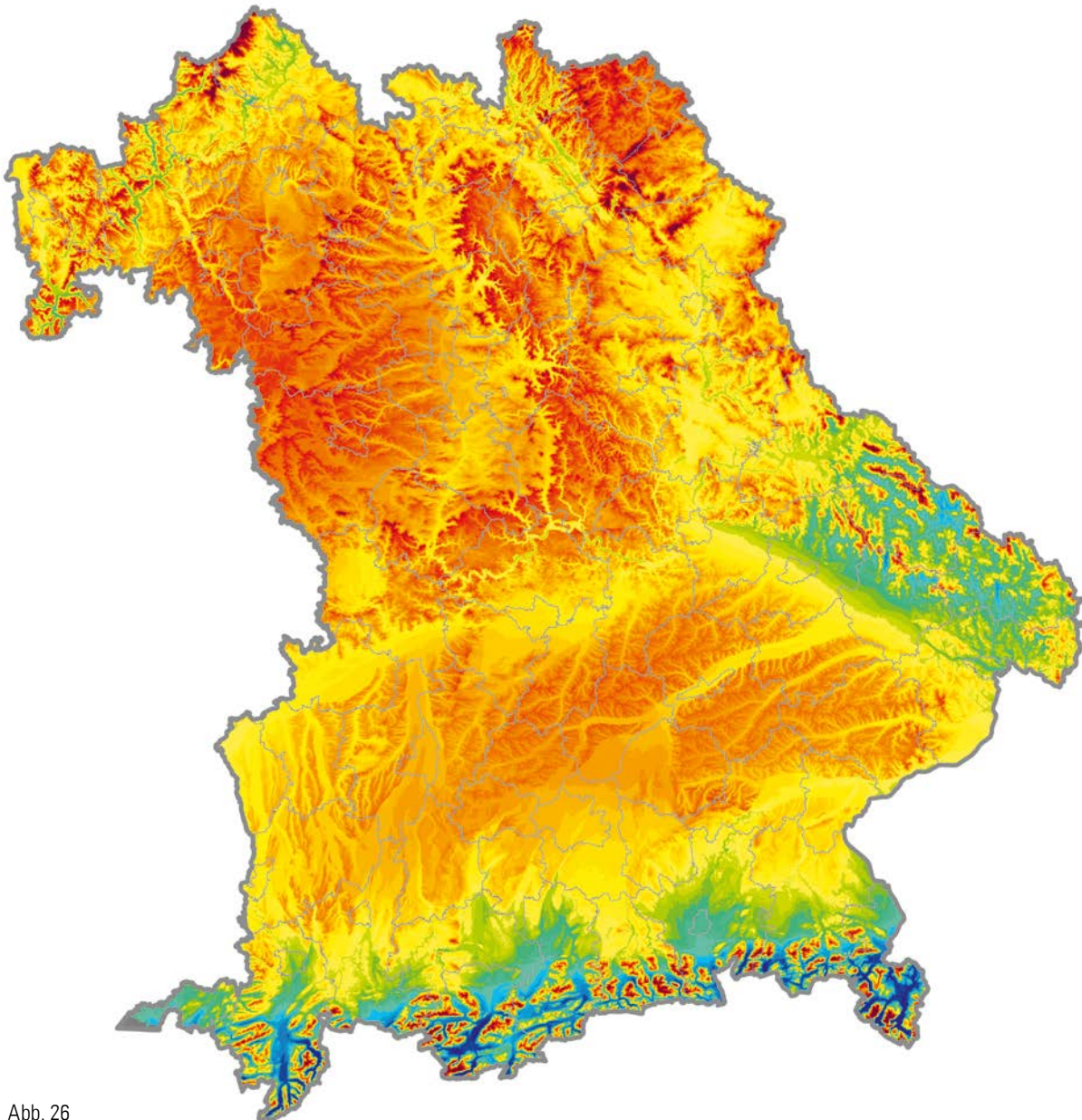
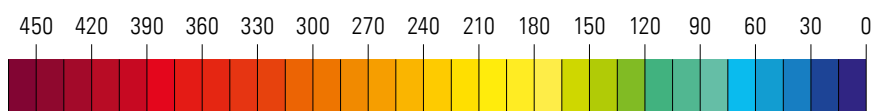


Abb. 26

Leistungsdichte in W/m^2



WEITERE WINDKARTEN

Mittlere Turbulenzintensität in 120 m Höhe über Grund

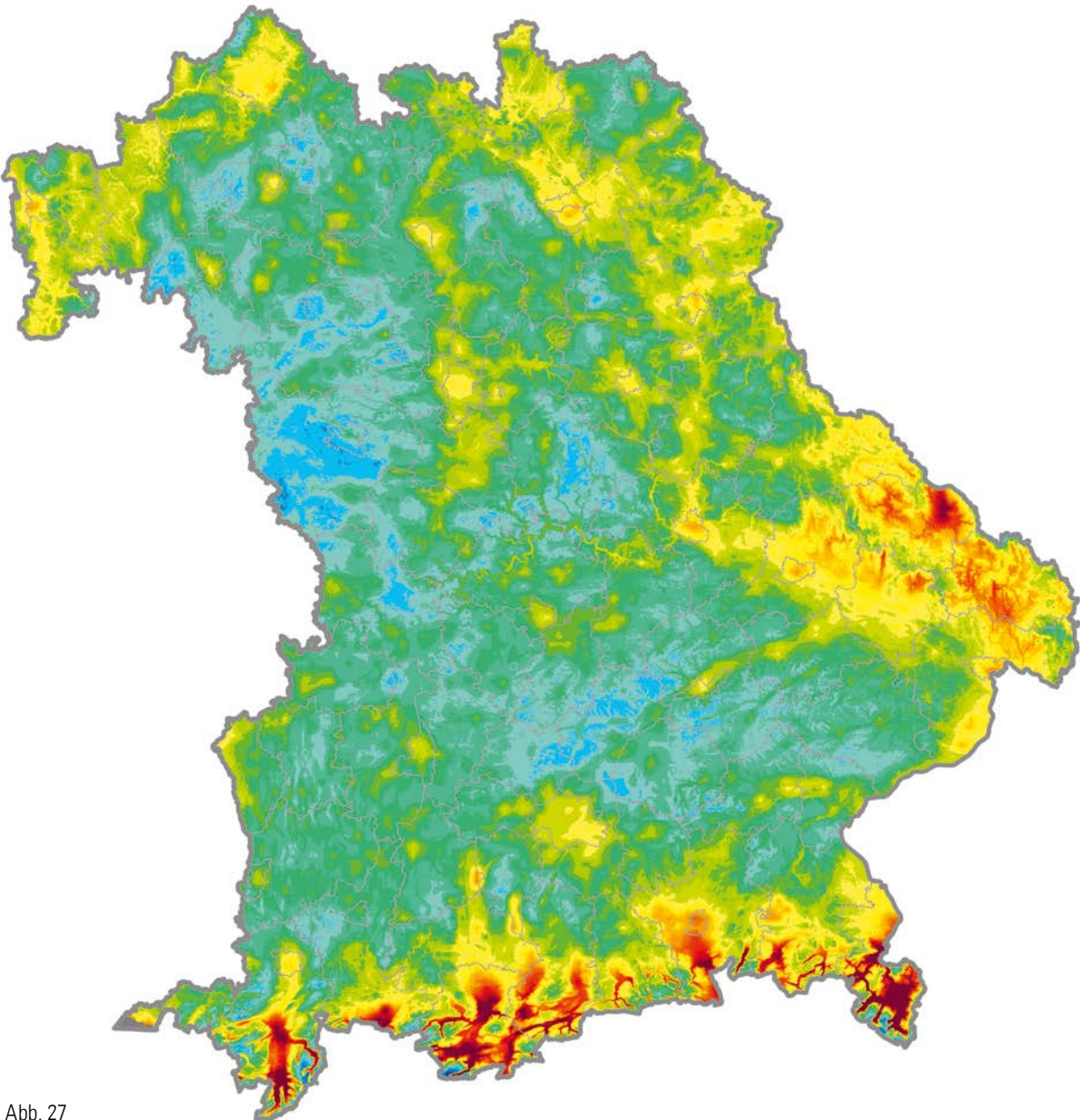
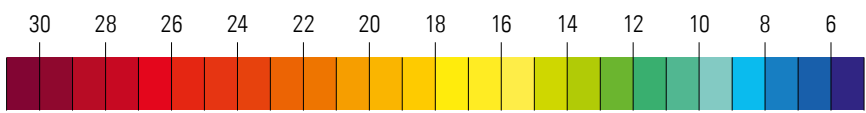


Abb. 27

Turbulenzintensität bei mittlerer Windgeschwindigkeit in %



Mittlere Turbulenzintensität in 140 m Höhe über Grund

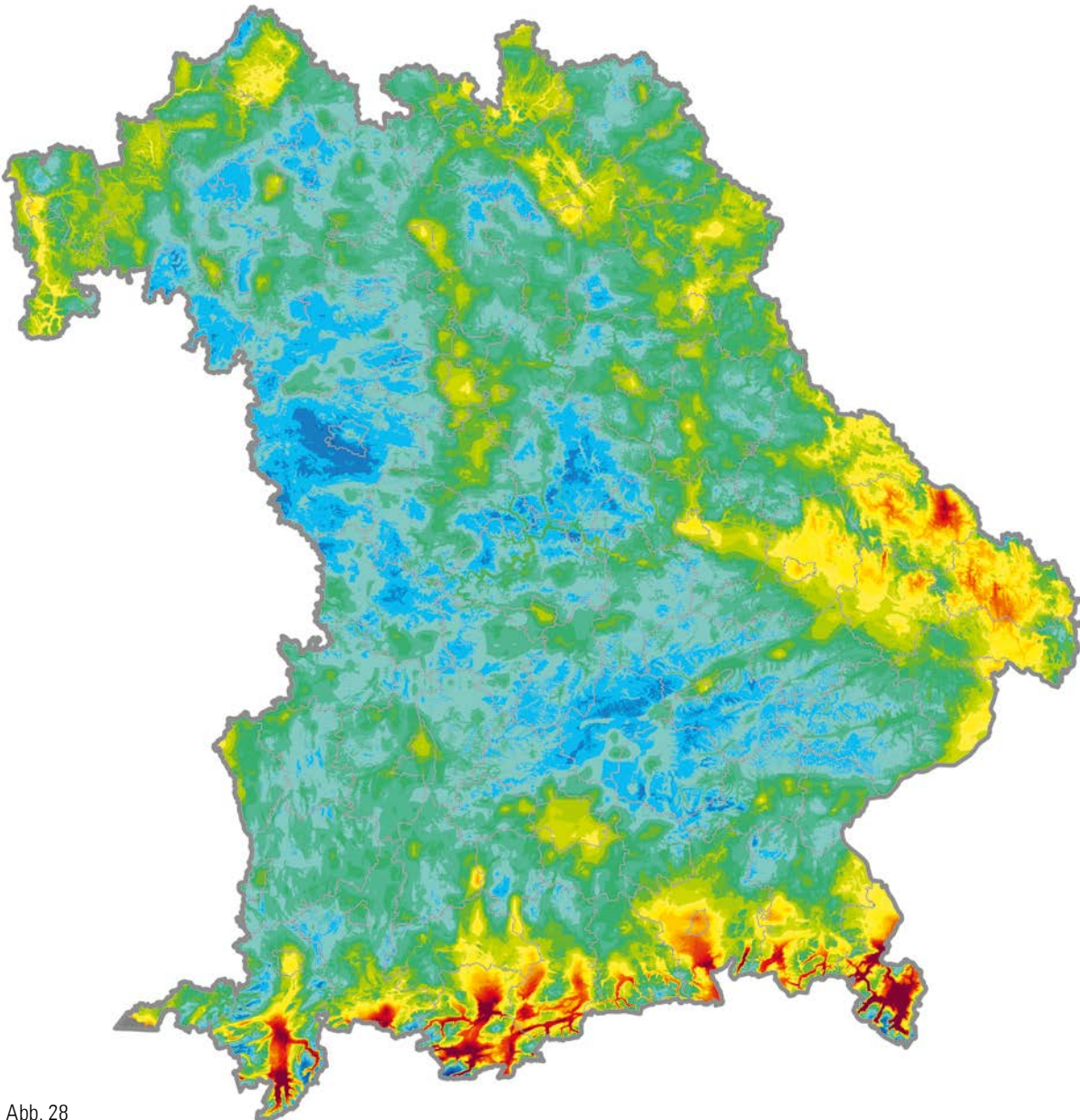
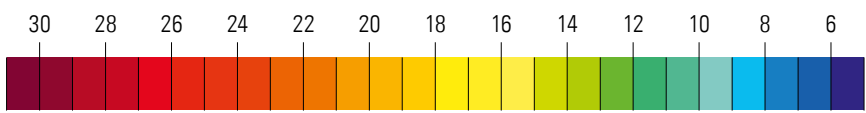


Abb. 28

Turbulenzintensität bei mittlerer Windgeschwindigkeit in %



WEITERE WINDKARTEN

Mittlere Turbulenzintensität in 180 m Höhe über Grund

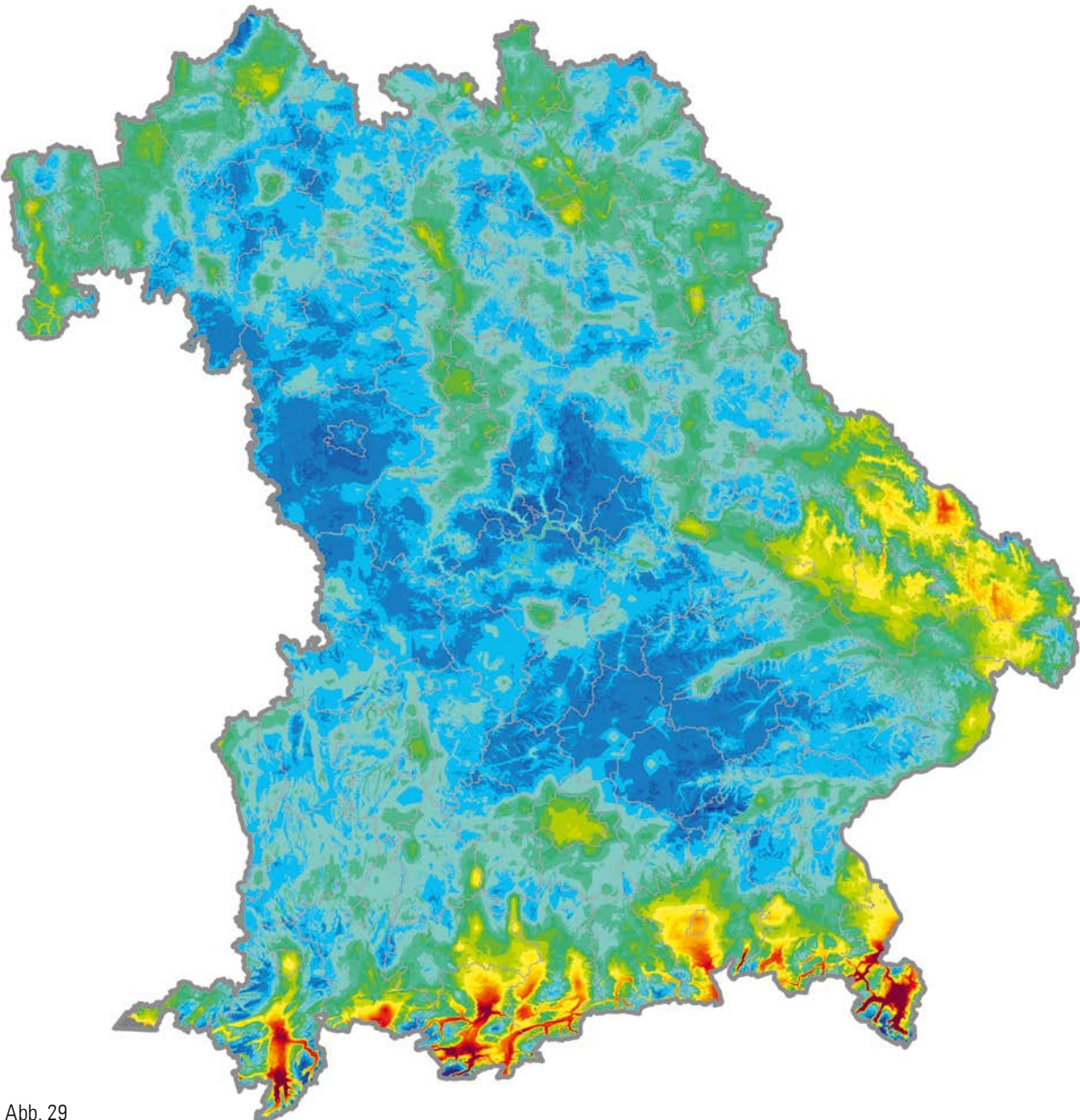
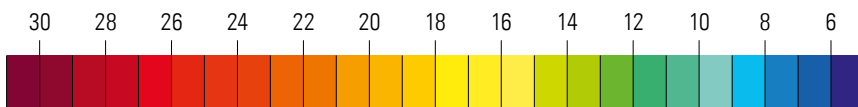


Abb. 29

Turbulenzintensität bei mittlerer Windgeschwindigkeit in %



„Brutto“-Standortertrag in 120 m Höhe über Grund

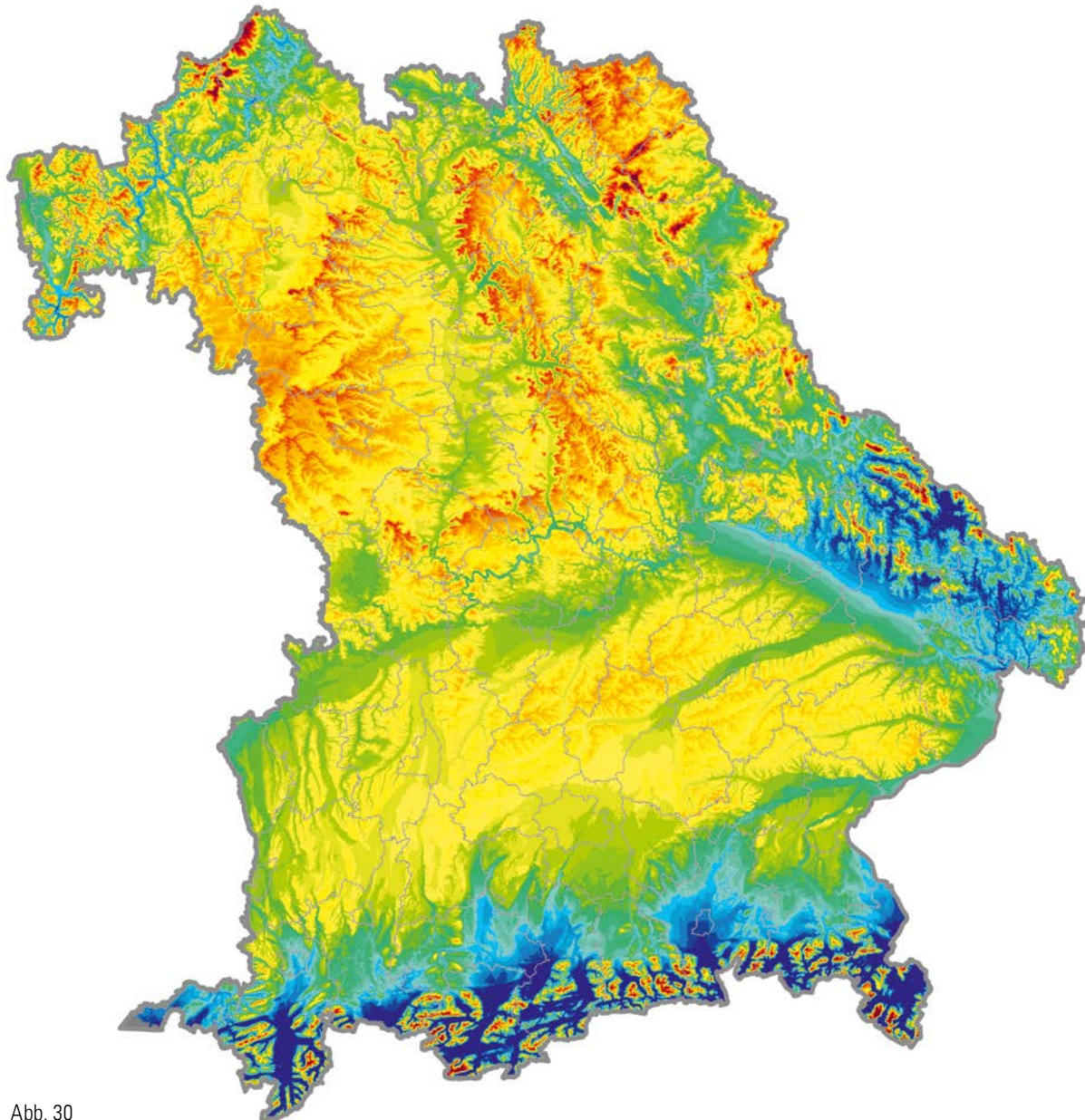
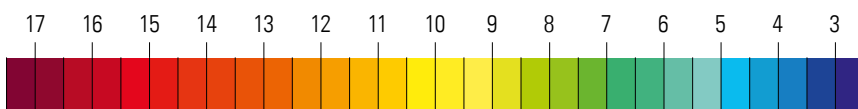


Abb. 30

Mittlerer Ertrag in GWh/a



WEITERE WINDKARTEN

„Brutto“-Standortertrag in 140 m Höhe über Grund

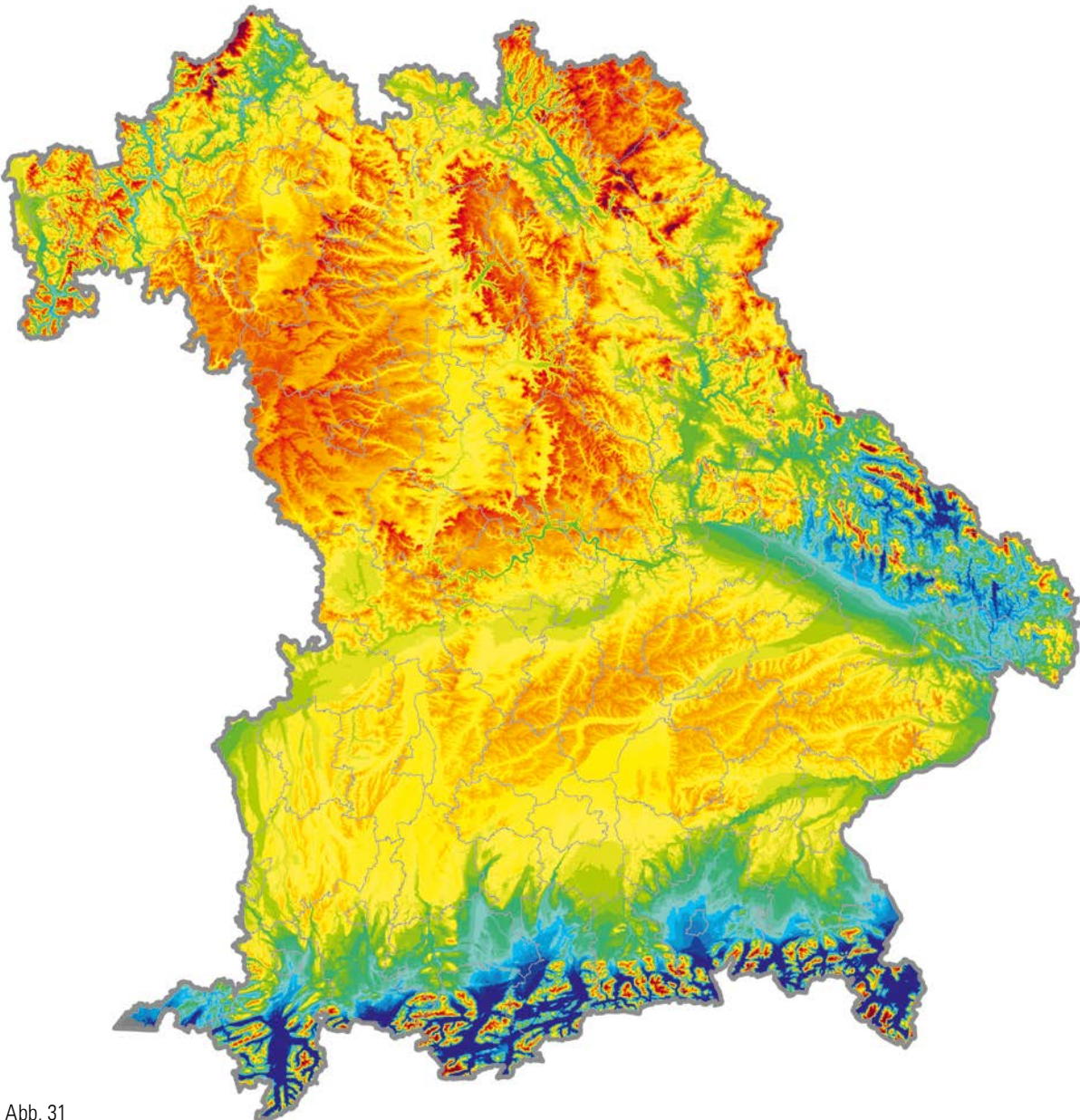
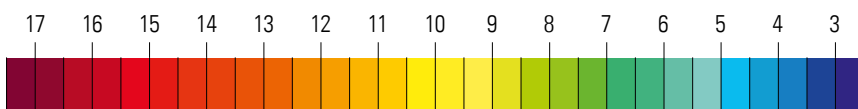


Abb. 31

Mittlerer Ertrag in GWh/a



„Brutto“-Standortertrag in 180 m Höhe über Grund

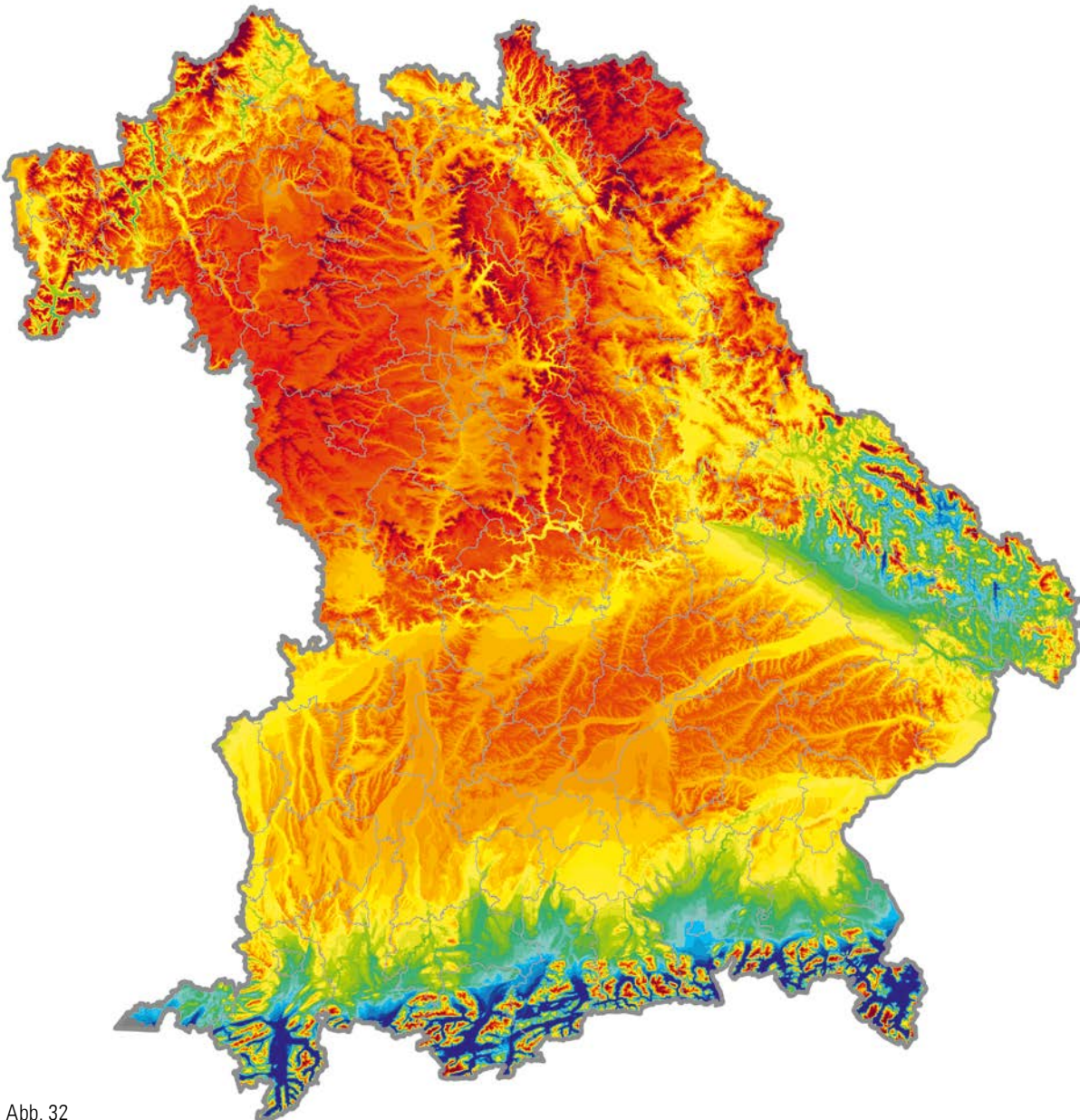
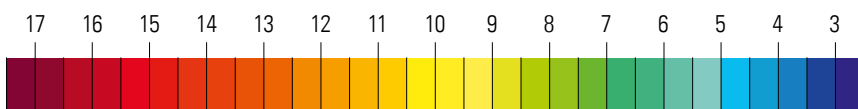


Abb. 32

Mittlerer Ertrag in GWh/a



WEITERE WINDKARTEN

„Brutto“-Standortgüte in 120 m Höhe über Grund

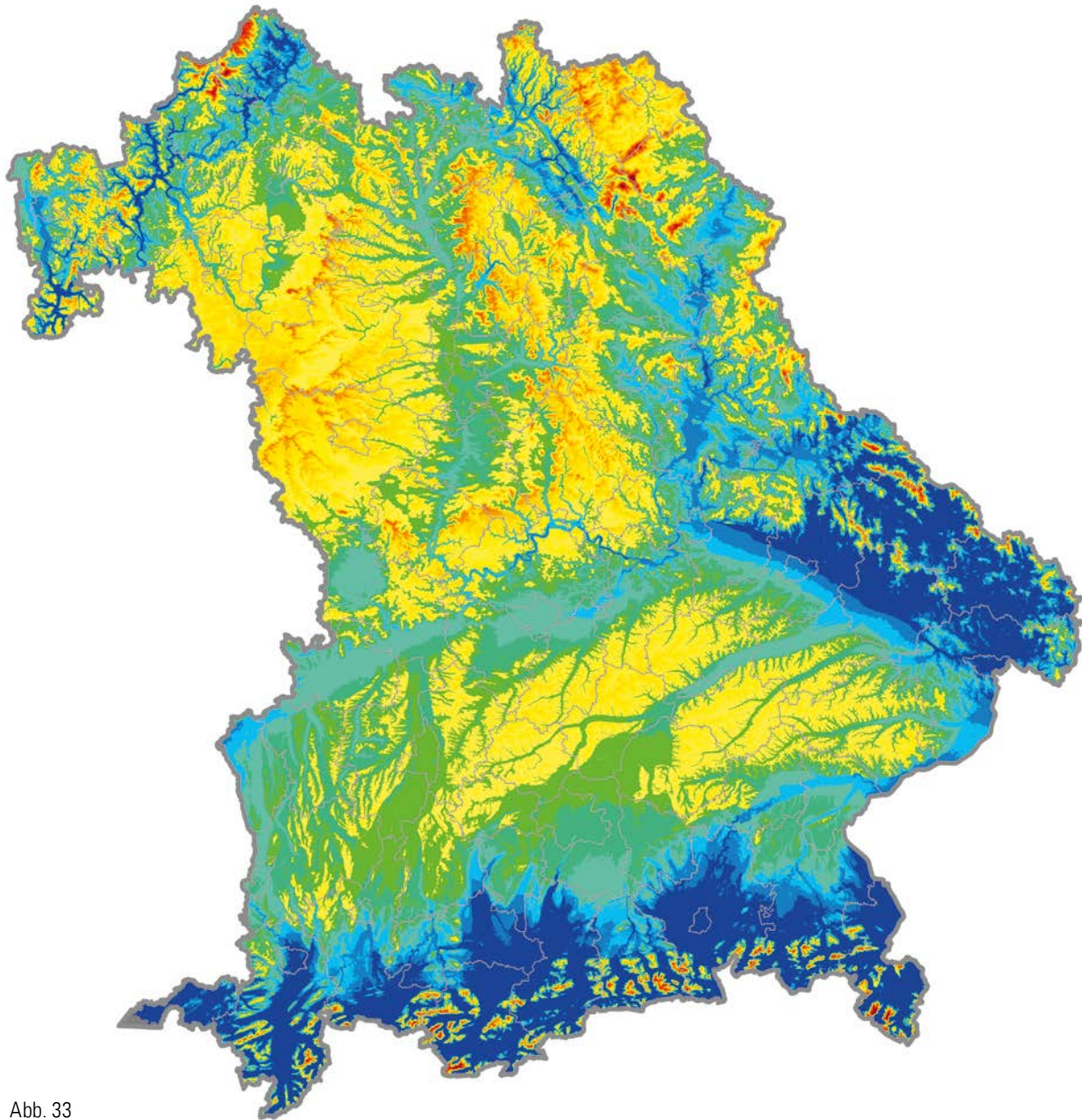
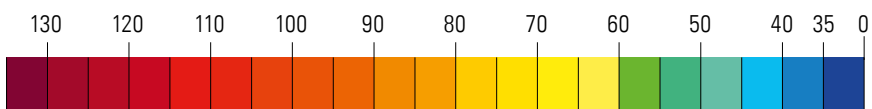


Abb. 33

Standortgüte in %



„Brutto“-Standortgüte in 140 m Höhe über Grund

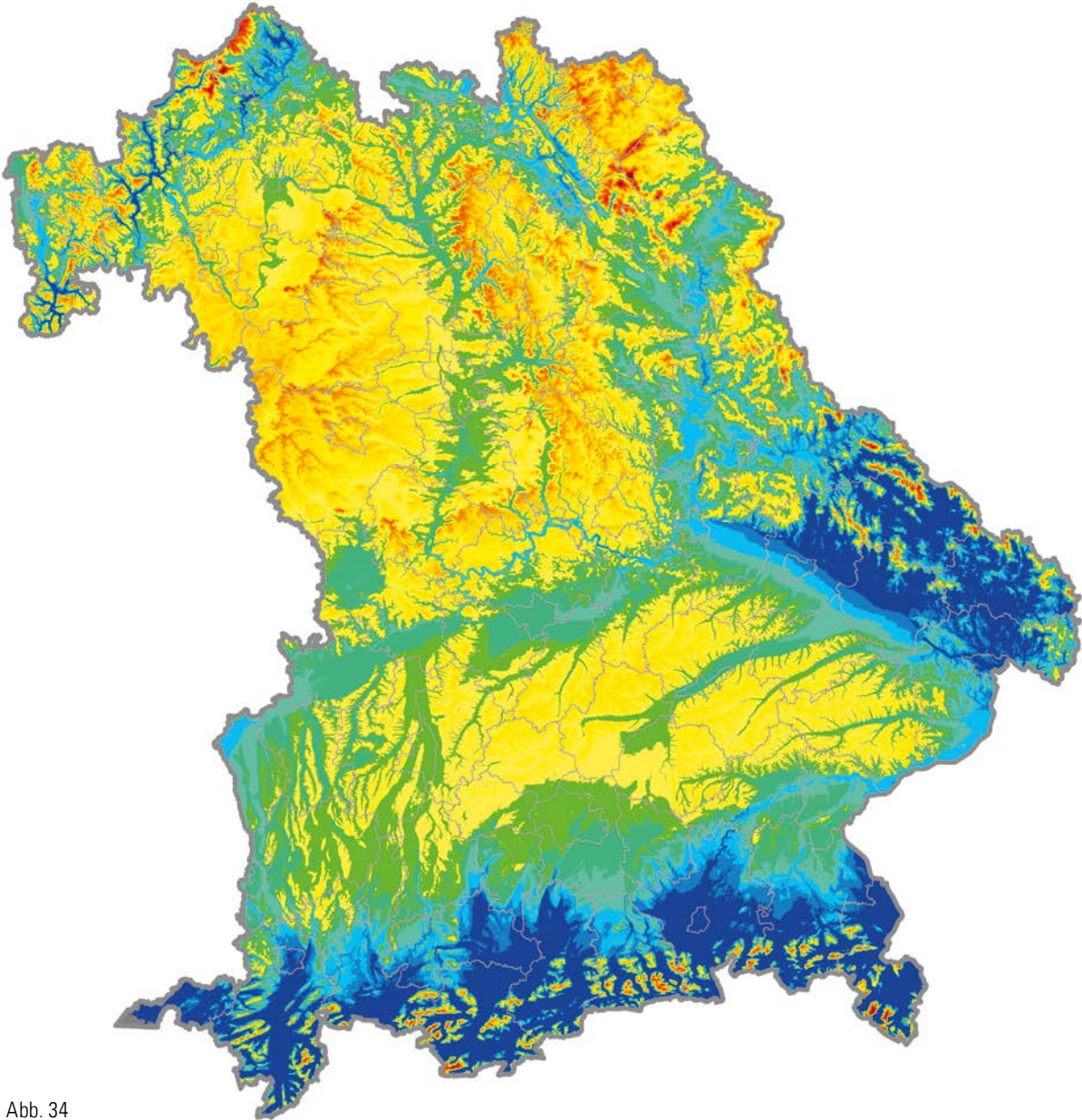
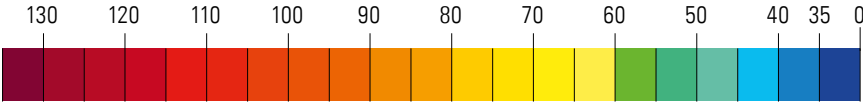


Abb. 34

Standortgüte in %



WEITERE WINDKARTEN

„Brutto“-Standortgüte in 180 m Höhe über Grund

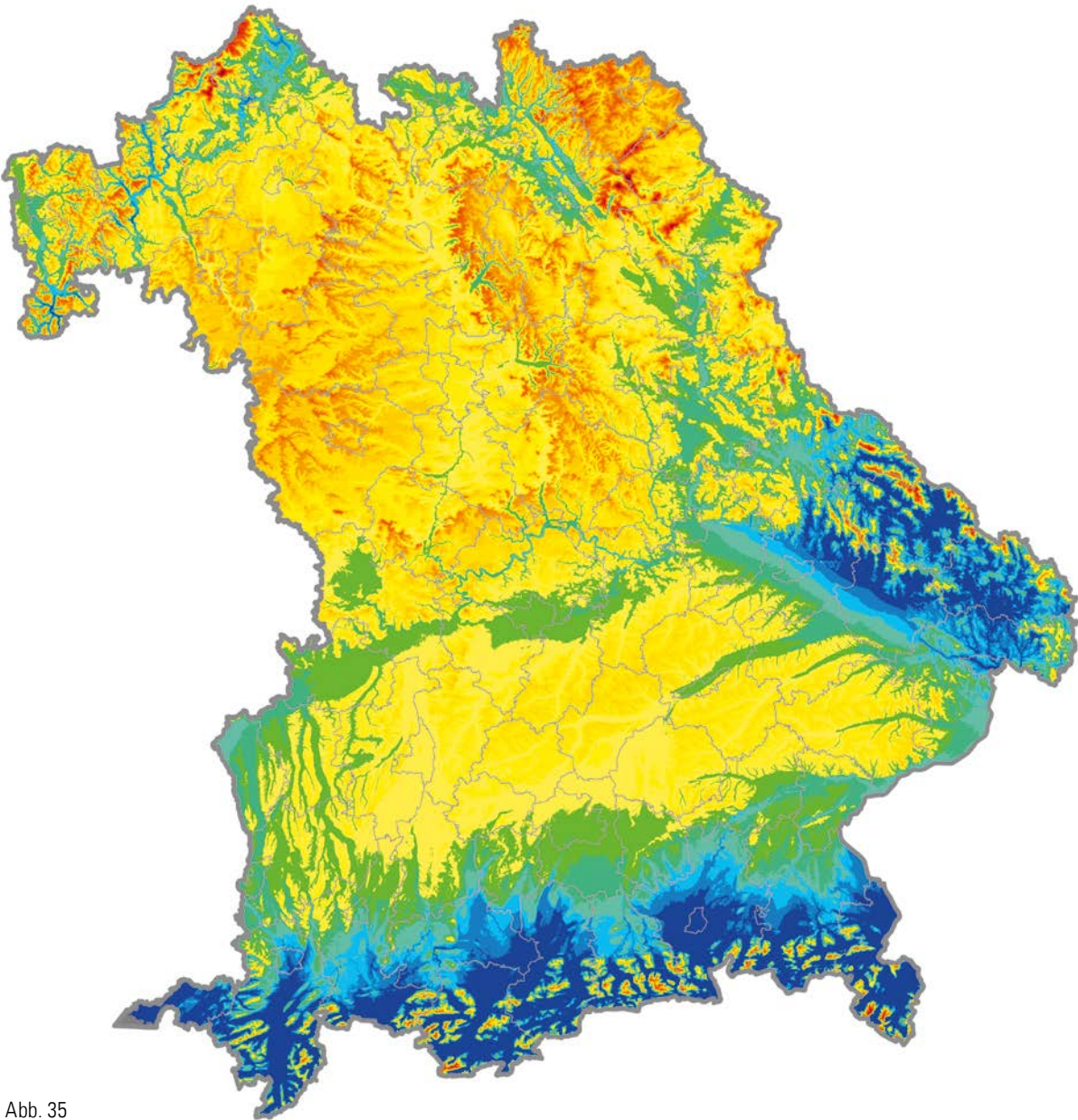
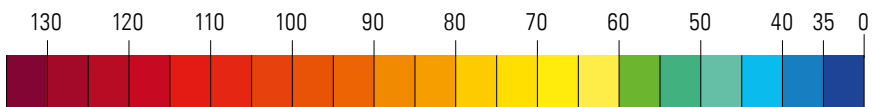


Abb. 35

Standortgüte in %



ABKÜRZUNGEN

BDB	Betreiberdatenbasis
Bias	Der Bias ist ein Maß für die Güte des modellierten Windpotenzials am Standort. Er entspricht hier der Abweichung der mittleren Windgeschwindigkeit zwischen Simulation und Messung über den jeweiligen Messzeitraum.
CFD	Computational Fluid Dynamics, Software zur Ertragsberechnung (komplexes Gelände)
ct	thrust coefficient: Schubbeiwerte, relevant zur Berechnung der Nachlaufströmung
D	Rotordurchmesser
D 3km.E5	Reanalysedaten der anemos GmbH für Deutschland (Auflösung: 3 km). Basis: ERA5
D 3km.M2	Reanalysedaten der anemos GmbH für Deutschland (Auflösung: 3 km). Basis: MERRA 2
DIN	Deutsches Institut für Normung
DGM	Digitales Geländemodell
DWD	Deutscher Wetterdienst
E	Standortertrag
EinsMan	Einspeisemanagement
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ERA5	Reanalysedaten des ECMWF (European Centre for Medium-Range Weather Forecasts)
IEC	International Electrotechnical Commission (intern. Normungsgremium für Elektrotechnik)
ISO	Internationale Organisation für Normung
L	Windleistungsdichte
LD - ρ	Luftdichte
LK	Leistungskennlinie
MERRA-2	Reanalysedatensatz, "The Modern Era Retrospective-analysis for Research and Applications" – https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/merra-2

ABKÜRZUNGEN

mesoskalig	Skalenbereich auf dem atmosphärische Phänomene mit einer horizontalen Erstreckung zwischen 2 und 2000 Kilometern betrachtet werden
mikroskalig	Skalenbereich auf dem atmosphärische Phänomene mit einer horizontalen Erstreckung zwischen 10 und 1000 Metern betrachtet werden
NCEP - NCAR	Reanalysedaten von NOAA-CIRES Climate Diagnostics Center, Boulder, Colorado, USA www.cdc.noaa.gov
NH	Nabenhöhe einer WEA
Orographie	Beschreibung des Reliefs (Höhenstrukturen auf der natürlichen Erdoberfläche)
R - R ²	Korrelationskoeffizient R bzw. Bestimmtheitsmaß R ² . Die Korrelation ist ein Maß, wie gut die Simulation die Windverhältnisse am Standort im zeitlichen Verlauf abbilden kann. Die stündliche Korrelation entspricht dem statistischen Zusammenhang der Windzeitreihen zwischen Simulation und Messung.
TR6	Technische Richtlinien, Teil 6
u	mittlere Windgeschwindigkeit
ü. Gr. - ü. NN	Höhe über Grund / Geländehöhe über Normalnull
WEA	Windenergieanlage(n)
WRF	The Weather Research and Forecasting Model, www.wrf-model.org/index.php





.....
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 Broschüre wendet sich an Personen jeglichen Geschlechts gleichermaßen. Auf eine durchgehend geschlechtsneutrale Schreibweise wird zugunsten der besseren Lesbarkeit des Textes verzichtet.

.....
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.



www.stmwi.bayern.de

Impressum

Herausgeber: Bayerisches Staatsministerium für
Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie
Prinzregentenstraße 28 - 80538 München
Postanschrift 80525 München
Tel. 089 2162-0 - Fax 089 2162-2760
info@stmwi.bayern.de - www.stmwi.bayern.de

Inhaltliche
Zusammenstellung: anemos Gesellschaft für
Umweltmeteorologie mbH

Bildquellen: Titel: ©POWERPIC - stock.adobe.com
Seite 4: Portrait Gotthardt/©Andreas Gebert
Seite 6: ©peterschreiber.media - stock.adobe.com
Seite 8: ©2006 James Steidl James Group Studios inc. -
stock.adobe.com
Seite 10: ©Aris Suwanmalee - stock.adobe.com
Seite 11: ©Klaus Wagenhäuser - stock.adobe.com
Seite 14: 2006 © Petronilo G. Dangoy Jr. - stock.adobe.com
Seite 28: ©BlackMac - stock.adobe.com
Seite 36: ©Bokehstore - stock.adobe.com
Seite 37: Alexander Rochau - stock.adobe.com
Seite 50: ©Perytsky - stock.adobe.com
Seite 69: ©BlackMac - stock.adobe.com

Gestaltung: Technisches Büro im StMWi

Barrierefreiheit: Dieses Dokument erfüllt die Vorgaben gemäß BITV 2.0

Stand: Februar 2024 (aktualisierte Version)



Bayerisches Staatsministerium für
Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie
www.stmwi.bayern.de