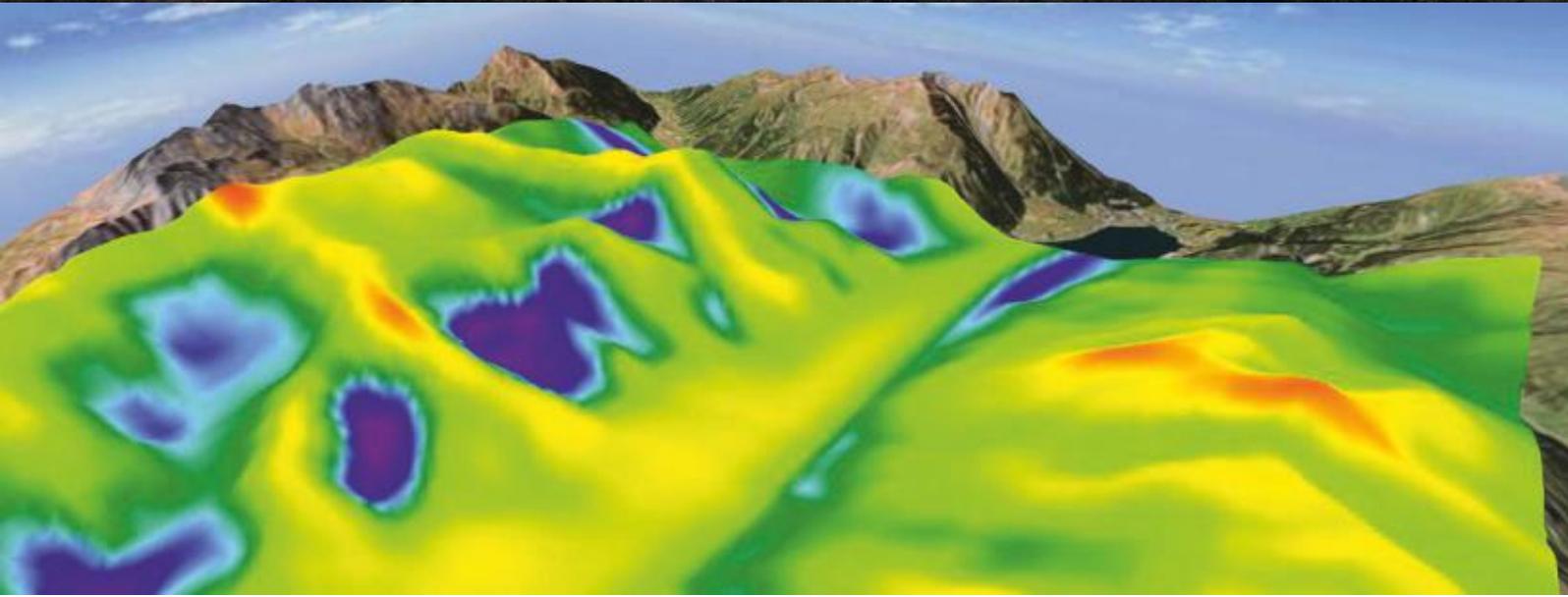


Windatlas

Baden-Württemberg

2019



Fachbeirat Windkartierung

Die Neuerstellung des Windatlas wurde vom Fachbeirat „Windkartierung“ des Umweltministeriums Baden-Württemberg begleitet. Mitglieder des Beirates waren, in alphabetischer Reihenfolge:

- AL-PRO GmbH & Co. KG
- Arbeitsgemeinschaft der Regionalverbände in Baden-Württemberg
- Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND), Landesverband Baden-Württemberg e.V.
- Bundesverband WindEnergie e.V. – Landesverband Baden-Württemberg (BWE-LV BW)
- Gemeindetag Baden-Württemberg
- Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg (LUBW)
- Landkreistag Baden-Württemberg
- Ministerium für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg (MLR)
- Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (UM)
- Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Wohnungsbau Baden-Württemberg (WM)
- Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)

Impressum

Erstellt von:



Dipl. Inf. Carsten Albrecht
Dr. Raimund Pauen
B.Sc. Christoph Bloch
M.A. Tina Kemmerich (Lektorat)

AL-PRO GmbH & Co. KG
Dorfstr. 100

26532 Großheide

www.al-pro.de

Erstellt im Auftrag des:



Baden-Württemberg

MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT

Inhalt

Fachbeirat Windkartierung	2
Impressum	2
Auflistung der verwendeten Fachbegriffe und Abkürzungen	5
1. Einführung	6
2. Vorgehensweise	7
2.1. Datengrundlage	8
2.2. Modellierung	12
2.3. Verifikation und Anpassung	16
3. Ergebnisse und Anwendung	27
3.1. Übersicht und Erläuterung der ermittelten Kenngrößen	27
3.2. Die mittlere gekappte Windleistungsdichte als Zielparameter	31
3.3. Das Windpotenzial in Baden-Württemberg	39
3.4. Immissionsschutz - Restriktionen	45
4. Quellenangaben	46
5. Anhang A, Kartenwerke	49
5.1. Kartierung in 100 m über Grund	49
5.2. Kartierung in 140 m über Grund	52
5.3. Kartierung in 160 m über Grund	55
5.4. Kartierung in 180 m über Grund	58
5.5. Kartierung in 200 m über Grund	61
6. Anhang B, Lieferumfang	64

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1, Methodik Windatlaserstellung	7
Abbildung 2, Erstellung Höhenmodell, schematische Darstellung des Vorgehens	8
Abbildung 3, Orographiemodell Baden-Württemberg, Relief 5-fach überhöht	8
Abbildung 4, Vorgehen bei der Bestimmung der Waldhöhen	9
Abbildung 5, Histogramm der Objekthöhen aus DGM und DOM	9
Abbildung 6, Klassifizierung der Walddichten	10
Abbildung 7, Ermittlung der sonstigen Bodennutzung (außer Wald)	10
Abbildung 8, Waldmodell, gesamtes Modellgebiet (links), Detailausschnitt (rechts)	11
Abbildung 9, Dreidimensionales Geländemodell, Ausschnitt	11
Abbildung 10, Mesoskaliges Strömungsfeld in komplexem Gelände	12
Abbildung 11, CFD Simulation der Verwirbelungen hinter einer Bergkette	14
Abbildung 12, LiDAR-Windmessung in Baden-Württemberg	17
Abbildung 13, Graphische Darstellung der Zeitreihe einer Windmessung; oben: Verlauf der Windgeschwindigkeit in verschiedenen Messhöhen, unten: Verlauf der entsprechenden Windrichtungen	18
Abbildung 14, Windgradienten nach Tages- und Jahreszeit	19
Abbildung 15, Windmessmast in bewaldetem Gelände	20
Abbildung 16, SCADA Datenanalyse mit Meteodyn SPA	22
Abbildung 17, Voronoi Analyse der Validierungspunkte	25
Abbildung 18, simuliertes Turbulenzfeld an einem Gebäude	28
Abbildung 19, Weibull-verteilte Windgeschwindigkeiten	31
Abbildung 20, Leistungskennlinie der Vestas V-150 bei Standardluftdichte	32
Abbildung 21, Landschaftsräume in Baden-Württemberg [39]	39
Abbildung 22, Nabenhöhe vs. Kapazitätsfaktor in Baden-Württemberg	39
Abbildung 23, Windpark Harthäuser Wald [38]	40
Abbildung 24, Windenergieanlagen und Sendeturm auf der Hornisgrinde [36]	42
Abbildung 25, Feldberggipfel mit Oberrheingraben aus der Luft [34]	42
Abbildung 26, Windenergieanlage Ingersheim [37]	43
Abbildung 27, Albrauf im Bereich der mittleren Schwäbischen Alb [35]	43

Auflistung der verwendeten Fachbegriffe und Abkürzungen

Anemometer	<i>Messinstrument zur lokalen Messung der Windgeschwindigkeit</i>
ATKIS	<i>Amtliches topographisch-kartographisches Informationssystem</i>
Basis-DLM	<i>Digitales Basislandschaftsmodell</i>
Bias	<i>Systematische, hier konstante Abweichung eines Simulationsergebnisses von Beobachtungswerten</i>
CFD	<i>Computational Fluid Dynamics - Numerische Strömungsmechanik</i>
Clustering	<i>Verfahren zur Detektierung von Ähnlichkeitsstrukturen in Datenbeständen</i>
DOM	<i>Digitales Oberflächenmodell</i>
GWS	<i>Global Windmapping Service, weltweites System zur Windkartierung der Firma AL-PRO</i>
LiDAR	<i>Light Detection And Ranging, ein Verfahren zur Fernmessung atmosphärischer Parameter auf Basis von Laserstrahlen</i>
NN	<i>Normal Null</i>
Nudging	<i>Räumlich begrenzte Anpassung von Modellergebnissen an die Ergebnisse von Messungen</i>
Rauigkeit	<i>Maß für die Beschaffenheit der (Erd)oberfläche. Offene Landschaften mit wenig Windhindernissen haben einen niedrigen Rauigkeitswert, solche mit vielen Windhindernissen (Bebauung, Wald etc.) einen hohen.</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition, computergestützte Überwachung und Steuerung technischer Prozesse</i>
SODAR	<i>Sonic Detecting And Ranging, akustisches Verfahren zur Fernmessung atmosphärischer Parameter auf Basis von Schallwellen</i>
Solver	<i>Computerprogramm zur numerischen Lösung mathematischer Probleme</i>
Voronoi	<i>Analysemethode zur Zerlegung eines Raumes in Regionen, die durch eine Menge von Punkten (Zentren) bestimmt wird</i>
WAsP	<i>Wind Atlas Analysis and application Program, gängiges lineares Strömungsmodell zur Windberechnung in einfachem Gelände</i>
Windgradient	<i>Maß für die Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe über Grund</i>

1. Einführung

Im Jahr 2011 wurde durch das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft des Landes Baden-Württemberg die erste Fassung des Windatlas Baden-Württemberg herausgegeben. Zielsetzung war insbesondere die Verbesserung der Datengrundlage für die Windenergienutzung und die Lieferung einer fachlichen Grundlage zur Identifikation geeigneter Flächen und Standorte für die Windenergie.

Das Integrierte Energie- und Klimaschutzkonzept Baden-Württemberg (IEKK) vom Juli 2013 und der Koalitionsvertrag der Regierungsparteien zur 16. Legislaturperiode des baden-württembergischen Landtages vom Mai 2016 sehen die Fortsetzung des Windenergieausbaus in Baden-Württemberg vor. Das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg möchte die dazu notwendigen Prozesse daher mit einer verbesserten Informationsgrundlage zu den Windverhältnissen im Land weiter unterstützen.

Die Aktualisierung des Windatlases wurde im Juni 2018 mit einem Workshop eingeleitet, in dem mögliche Herangehensweisen und Schwerpunkte erläutert und diskutiert wurden. Anfang September 2018 wurde mit den Arbeiten zur Erstellung der nun vorliegenden Neufassung des Windatlas Baden-Württemberg begonnen.

Bei der Neuerstellung wurde den, verglichen mit 2011, erheblichen Verbesserungen im Hinblick auf Modellsysteme, der verfügbaren Rechenleistung und der Datenbasis zur Verifikation Rechnung getragen. Für die Simulationsrechnungen wurde eine Kopplung eines mesoskaligen Wetter- bzw. Klimamodells mit einer hochauflösenden CFD-Simulation vorgenommen. Ein besonderes Augenmerk wurde auf die bereits möglichst gute Auflösung des Mesoskalenmodells sowie die Fähigkeit des eingesetzten CFD-Modells zur Waldmodellierung und zur Simulation verschiedener Schichtungs- und Stabilitätssituationen der Atmosphäre gelegt.

Der nun vorliegende Windatlas verfügt über eine Endauflösung von 30 m über das gesamten Bundesland Baden-Württemberg. Damit erhöht sich die Auflösung der Modellsimulation und selbstverständlich auch die Informationsdichte der gelieferten Ergebnisse gegenüber dem bestehenden Windatlas um den Faktor ~2,8.

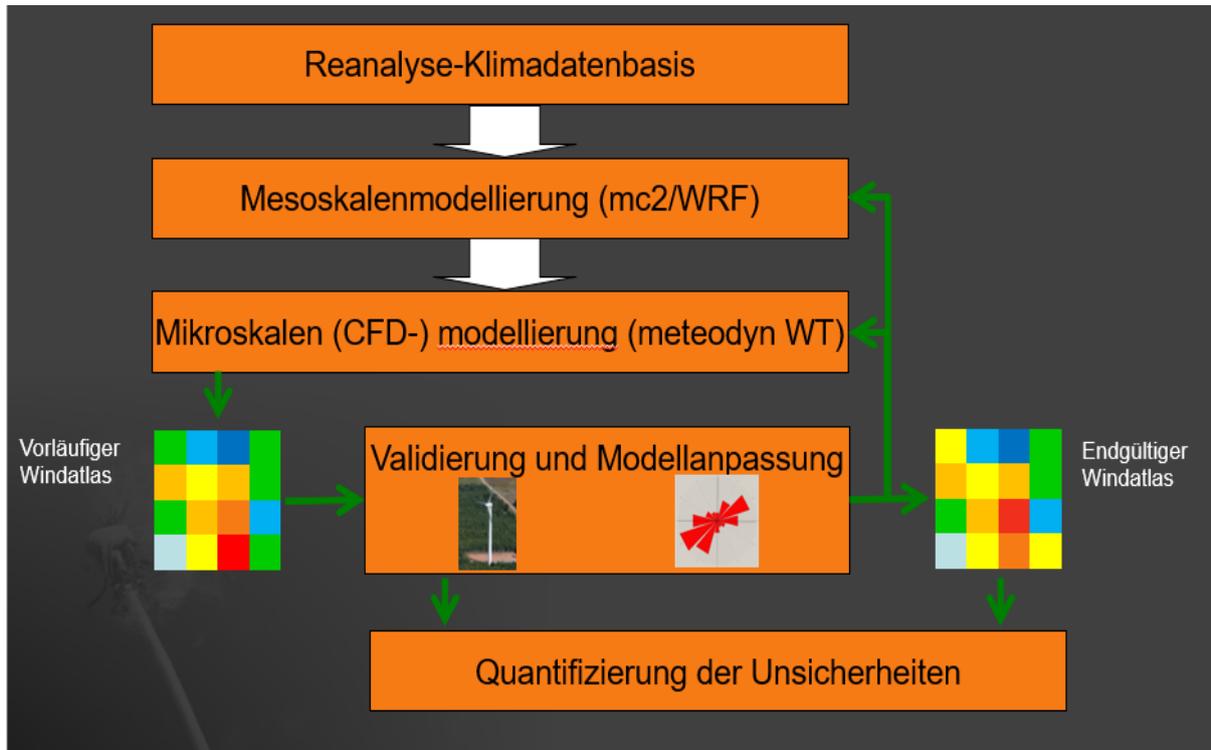


Abbildung 1, Methodik Windatlaserstellung

2 Vorgehensweise

Die Simulation der Windverhältnisse in komplexen Geländesituationen, wie sie in Baden-Württemberg großflächig gegeben sind, stellt erhebliche Anforderungen an das verwendete Modellsystem. Großskalige Einflüsse auf das Windsystem, wie sie beispielsweise durch die Windleitwirkung großer Flusstäler oder durch Fallwinde hinter Gebirgszügen entstehen, müssen ebenso wiedergegeben werden, wie kleinräumige Einflüsse durch Kuppen, Steilhänge, Taleinschnitte etc. Unter Berücksichtigung der Fähigkeiten der derzeit für die Simulation zur Verfügung stehenden Modellklassen ist hierzu nach einhelliger Expertenmeinung [1] aktuell die Kopplung eines mesoskaligen Wetter- bzw. Klimamodells mit einer hochauflösenden CFD-Simulation am besten geeignet. Ein besonderes Augenmerk ist hierbei auf die bereits möglichst gute Auflösung des Mesoskalenmodells sowie die Fähigkeit des eingesetzten CFD-Modells zur Waldmodellierung und zur Simulation verschiedener Schichtungs- und Stabilitätssituationen der Atmosphäre zu legen.

Diesem Ansatz folgt die Neuerstellung des Windatlas Baden-Württemberg vollumfänglich.

Anhand einer umfassenden Analyse von Beobachtungsdaten – dies umfasst sowohl Windmessungen als auch Betriebsdaten von bestehenden Windenergieanlagen – im Simulationsgebiet werden die erzielten Ergebnisse validiert und, falls notwendig, korrigiert. Hierbei wird die durch AL-PRO entwickelte und bei einer Vielzahl von vergleichbaren Windkartierungen eingesetzte Methodik GWS® ALIGN angewendet.

2.1 Datengrundlage

Für den Bereich des Bundeslandes Baden-Württemberg wurden durch die Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg (LUBW) eine Vielzahl von Datensätzen zur Geländebeschaffenheit zur Verfügung gestellt. Zusätzlich wurden bei der Erstellung weitere, öffentlich zugängliche Datenquellen verwendet. Diese dienen einerseits der Verfeinerung der Informationen innerhalb der Grenzen des Bundeslandes. Weiterhin ist das gesamte, für die Simulationen verwendete Modellgebiet deutlich größer als das Bundesland selbst, so dass auch für die Bereiche außerhalb des Bundeslandes entsprechende Informationen benötigt werden.

2.1.1 Orographie

Für die Erstellung des Orographie- oder Höhenmodells wurde innerhalb der Bundeslandgrenzen von Baden-Württemberg der durch die LUBW zur Verfügung gestellte DGM5 Datensatz des digitalen Geländemodells des Landesamtes für Geoinformation und Landentwicklung Baden-Württemberg verwendet, der die Höheninformation in einer Rasterweite von 5 m bereitstellt. Er wurde außerhalb der Grenzen des Bundeslandes mit dem SRTM [22] Datensatz (Fernerkundungsdaten), der eine Auflösung von etwa 30 m erreicht, ergänzt. Beide Datensätze wurden auf das Zielraster mit 30 m Auflösung umgerechnet. Zur Vermeidung von Sprüngen an der Grenze zwischen beiden Datensätzen wurden diese zusätzlich im Grenzbereich über einige 100 m aneinander angeglichen.

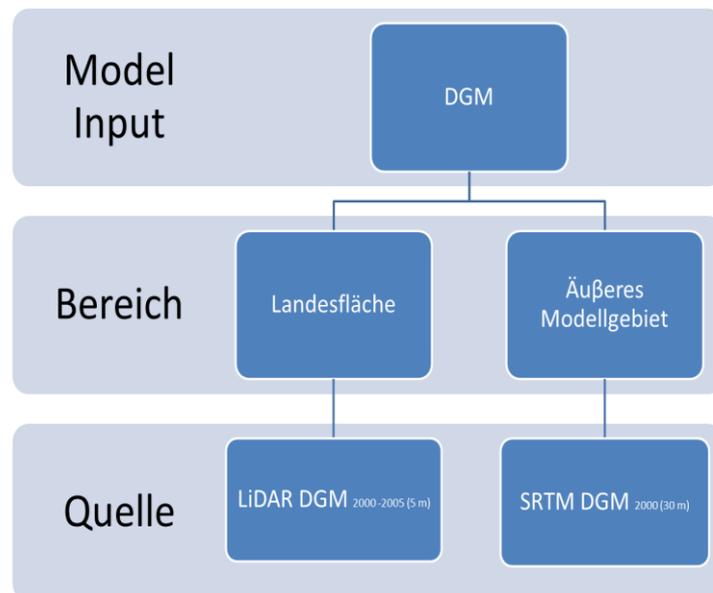


Abbildung 2, Erstellung Höhenmodell, schematische Darstellung des Vorgehens

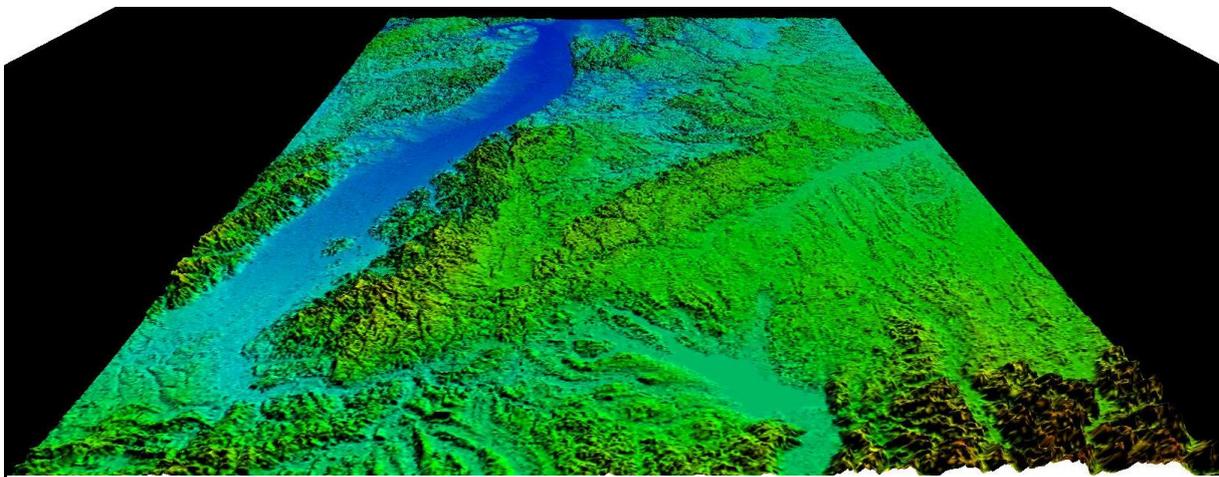


Abbildung 3, Orographiemodell Baden-Württemberg, Relief 5-fach überhöht

2.1.2 Landnutzung und Bodenbedeckung

Neben dem Höhenmodell stellt die Bodenbedeckung den zweiten Eingangsdatensatz zur Beschreibung des zu simulierenden Geländes dar. Hierbei kommt in dem waldreichen Bundesland Baden-Württemberg der präzisen Erstellung des Waldmodells eine besondere Bedeutung zu. Das eingesetzte CFD-Strömungsmodell meteodyn WT ist in der Lage, sowohl die Waldhöhe als auch die Walddichte in die Simulation einfließen zu lassen.

Zur Bestimmung der Walddichte wurde im gesamten Modellgebiet der europaweit über das Copernicus Portal [23] verfügbare Datensatz zur Walddichte (Stand 2015, Auflösung 20 m) verwendet. Der Datensatz gibt

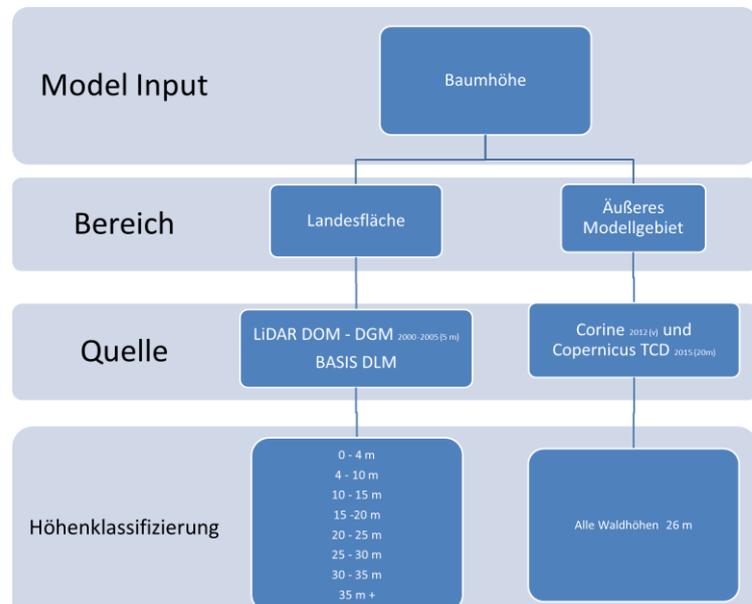


Abbildung 4, Vorgehen bei der Bestimmung der Waldhöhen

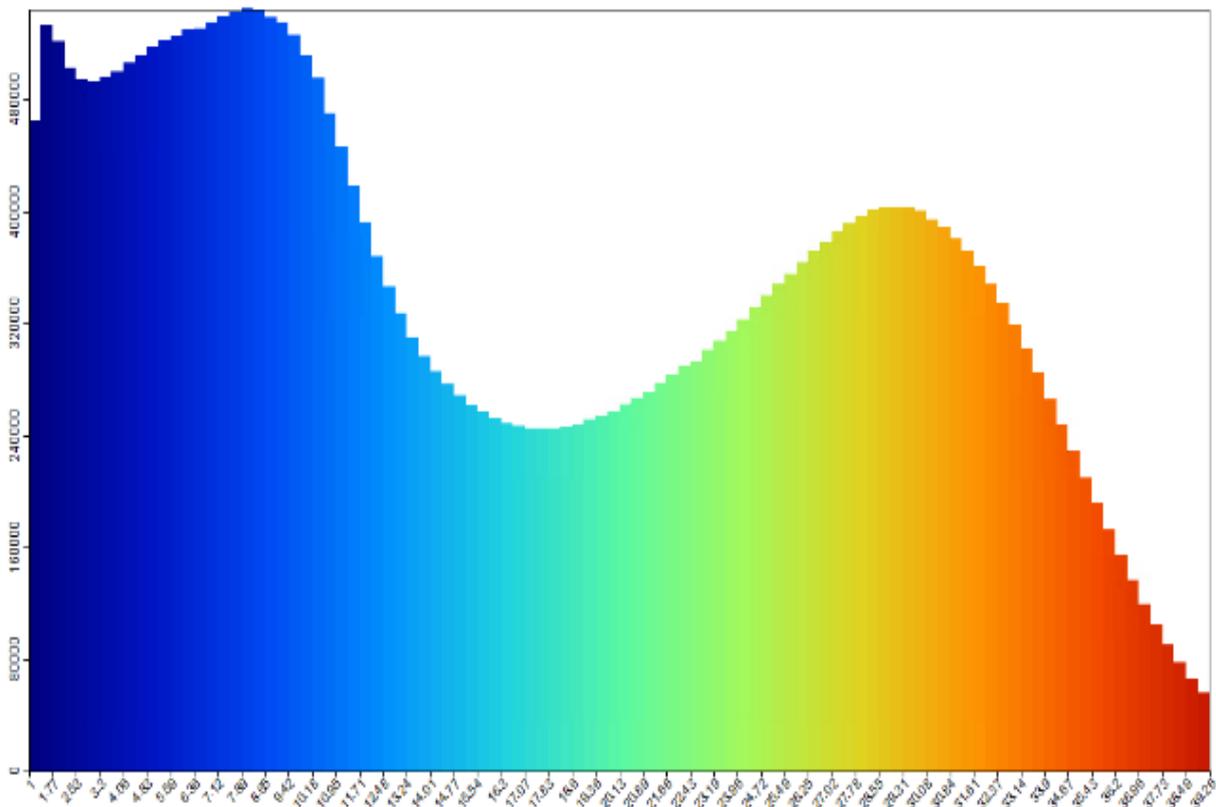


Abbildung 5, Histogramm der Objekthöhen aus DGM und DOM

für bewaldete Bereiche den Be-
deckungsgrad in Prozent an.
Diese wurden entsprechend Ab-
bildung 6 in die Walddichteklas-
sen „Niedrig“, „Mittel“ und „Hoch“
eingeteilt.

Zur Bestimmung der Waldhöhen
wurde innerhalb der Grenzen
des Bundeslandes Baden-Würt-
temberg im ersten Schritt die Difer-
ferenz zwischen dem digitalen
Höhenmodell und dem digitalen
Oberflächenmodell (DOM) gebil-
det. Beide Datensätze wurden
durch die LUBW in einer Auflö-
sung von 5 m, Stand 2005 bereit-
gestellt. So ergibt sich die Höhe
aller auf der Oberfläche befindli-
chen Objekte (siehe Abbildung 5
auf Seite 9. Dargestellt sind die
Objekthöhen auf der x-Achse ge-
gen die Anzahl der entsprechen-
den Rasterzellen auf der y-
Achse).

Der so gewonnene Datensatz
enthält neben Bäumen auch eine
Vielzahl anderer Objekte, wie
Gebäude, Brücken, Masten etc.
Im zweiten Schritt erfolgt daher
eine Selektion der Bereiche, bei
denen es sich um Vegetation
handelt. Zu deren Identifizierung
wurde hauptsächlich der im Ba-
sis-DLM enthaltene ATKIS-Da-
tensatz, der die Landnutzung der
gesamten Fläche des Bundeslandes
hochauflösend beschreibt, verwen-
det. Es ergibt sich ein deutliches
Maximum der Baumhöhen im Be-
reich 30 m, aber auch Höhen bis
40 m sind zu beobachten.

Im dritten Schritt wurden die so
identifizierten Waldgebiete in
Höhenklassen eingeteilt.

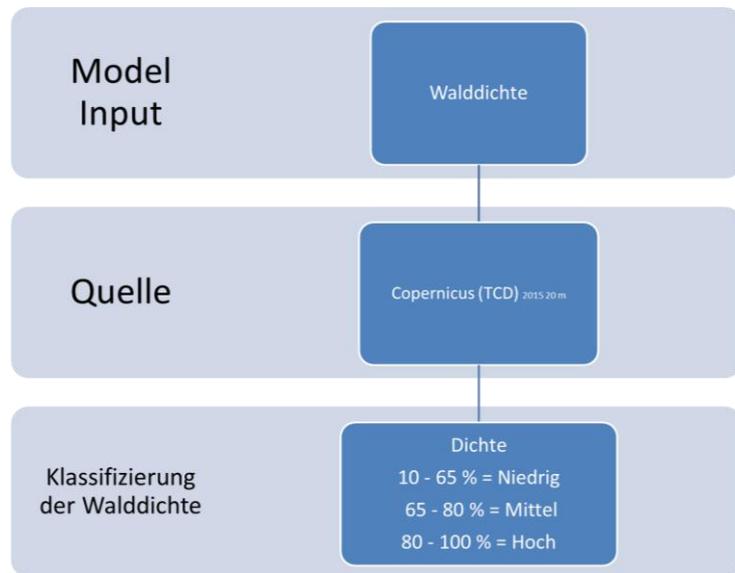


Abbildung 6, Klassifizierung der Walddichten

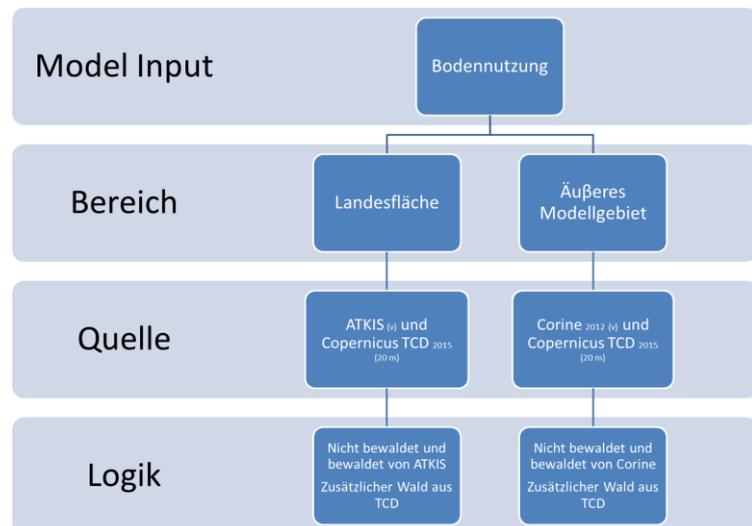


Abbildung 7, Ermittlung der sonstigen Bodennutzung (außer Wald)



Abbildung 8, Waldmodell, gesamtes Modellgebiet (links), Detailausschnitt (rechts).

Für die Bereiche außerhalb der Landesgrenzen von Baden-Württemberg liegt kein vergleichbares Oberflächenmodell vor. Daher wird hier von einer pauschalen Waldhöhe von 26 m ausgegangen. Zur Identifizierung bewaldeter Regionen dienen hier der bereits beschriebene Copernicus Tree Cover Density (TDC) Datensatz, sowie die europäische Landnutzungsdatenbasis Corine Land Cover (CLC), beide [23].

Für alle Landnutzungsklassen außer der Bewaldung wurde innerhalb des Bundeslandes ebenfalls die ATKIS Datenbasis verwendet. Für den Modellbereich außerhalb von Baden-Württemberg diente die Corine Landnutzungsdatenbasis [23].



Abbildung 9, Dreidimensionales Geländemodell, Ausschnitt

2.2 Modellierung

2.2.1 Mesoskala

Bei Mesoskalenmodellen handelt es sich um komplette atmosphärische Wettermodelle, die beispielsweise zur Wettervorhersage eingesetzt werden. Im Bereich der Windfelderermittlung sind Mesoskalensimulationen bestens dazu geeignet, um regionale Windsysteme wie beispielsweise den Föhn oder Mistral abzubilden. Die komplexen großräumigen Strömungsverhältnisse des Windes können mit Mesoskalensimulationen auch in Gebieten mit angemessener Genauigkeit abgebildet werden, für die es wenige oder gar keine Windmessungen gibt.

Nachteil dieser Modellklasse ist die limitierte Auflösung. Gitterweiten von deutlich unter einem Kilometer sind mit nahezu allen derartigen Modellen nicht erreichbar.

Als Antrieb für die Simulationen wird dabei auf Reanalysedaten führender internationaler meteorologischer Institute zurückgegriffen. Diese werden dann auf Rasterzellengrößen, die für die Ermittlung der regionalen Windverhältnisse notwendig sind (typischerweise wenige Kilometer), verfeinert.

2.2.1.1 Die Software AnemoScope

Die Mesoskalenberechnungen wurden mit der kanadischen Software AnemoScope [12] durchgeführt, die auf dem "Mesoscale Compressible Community (MC2)"-Modell [13] basiert.

Um Randeffekte bei der Modellierung zu minimieren, wird der Kernbereich des Mesoskalenmodells um zirka 50 % nach allen Seiten hin erweitert. AnemoScope erlaubt Modellgrößen mit maximal 256x256 Rasterzellen. Bei einer bestimmten vorgesehenen Auflösung (d.h. Rasterzellengröße) wird damit die Größe des Modellbereiches definiert. Für die mesoskalige Modellierung wurde eine Auflösung von 2x2 km gewählt.

In vertikaler Richtung erfolgt die Modellierung auf 28 ungleichmäßig verteilten Höhenniveaus. In der hier verwendeten Version liefert das Modell Winddaten in einer horizontalen Auflösung von 2 km in den Höhen 60 m und 120 m über Grund.



Abbildung 10, Mesoskaliges Strömungsfeld in komplexem Gelände

Es werden die für die jeweilige Region typischen Klimasituationen simuliert. Diese werden aus den NCAR/NCEP Reanalyse [14] der Jahre 1958 bis 2000¹ durch sogenanntes Clustering ermittelt. Es kann gesichert davon ausgegangen werden, dass diese Datenbasis die für das Windklima signifikanten Situationen repräsentativ abdeckt. Ergebnis sind für gemäßigte Klimazonen 320 bis 340 Klimasituationen inklusive der Häufigkeit ihres Auftretens.

Für jeden Klimazustand wird mit dem MC2 Modell eine eigene Simulation durchgeführt. Die Initialisierung der Simulationen erfolgt durch die entsprechenden Klimazustände, die im Zuge der Simulation auf die geforderte Auflösung herunter gerechnet werden. Für jedes Modell wird der gesamte Satz an Modellierungsergebnissen zusammengefasst, wobei eine Gewichtung der Ergebnisse über die Häufigkeit des Auftretens der einzelnen Klimazustände erfolgt.

2.2.1.2 Der GLOBAL WINDMAPPING SERVICE GWS®

Auf der internationalen Windmesse in Husum im Herbst 2007 wurde von AL-PRO der „Global Windmapping Service (GWS®)“ vorgestellt. Dieses Produkt setzt sich aus mehreren Dienstleistungen für die regionale Suche von Windparkstandorten zusammen. Mit GWS® berechnet AL-PRO die Windverhältnisse standardmäßig in 60 m und 120 m über Grund - weltweit für die Landmasse der Erde zwischen 10° und 65° nördlicher Breite sowie für die Landmasse der Erde zwischen 10° und 65° südlicher Breite.

Für die hier angebotene Studie wird der mit der zuvor beschriebenen Methodik erstellte GWS® MESO Datensatz genutzt, der europaweit in einer Auflösung von 2 x 2 km vorliegt.

2.2.2 Mikroskala

2.2.2.1 Grundlagen

Die Ermittlung von Windverhältnissen (oder sonstigen Strömungsverhältnissen) mit nicht-linearen, dreidimensionalen CFD (für Computational Fluid Dynamics)-Strömungsmodellen unterscheidet sich insbesondere in den folgenden beiden Punkten von der Ermittlung der Windverhältnisse mit vereinfachten, linearen Ansätzen, wie dem oftmals im Windenergiebereich eingesetzten WAsP Modell.

1. Nichtlinearität

Bei den die strömungsmechanischen Verhältnisse beschreibenden mathematischen Zusammenhängen handelt es sich um komplexe nichtlineare Differentialgleichungssysteme. Während beispielsweise bei dem vielfach zur Ermittlung von Windverhältnissen eingesetzten Berechnungsmodell WAsP diese Gleichungssysteme zu linearen Gleichungssystemen vereinfacht wurden, die analytisch lösbar sind, folgen nichtlineare Ansätze der Lösung der „originalen“, nichtlinearen Gleichungen. Auch hier werden vielfach Vereinfachungen vorgenommen, beispielsweise wird oftmals die Lösung nicht für alle Variablen des Gleichungssystems durchgeführt. Die Lösung ist im Gegensatz zu linearen Gleichungssystemen nur iterativ möglich. Vereinfacht gesagt, wird die Lösung hier also durch wiederholtes Ausprobieren ermittelt. Dieser Vorgang ist, selbst rechnergestützt, noch enorm zeitaufwendig.

¹ Nicht zu verwechseln mit dem Bezugszeitraum der Kartierung. Dieser wird später im Zuge der Validierung mit GWS® Align festgelegt.

2. Dreidimensionalität

Die Auflösung der beschriebenen Gleichungssysteme erfolgt für jeden Punkt eines dreidimensionalen Modells. Hierbei ist der „Boden“ des Modells durch die Eingabe der Terrainbeschreibung vorgegeben, bei Meteodyn WT [14] werden die Höheninformation, die Rauigkeit sowie die Waldbedeckung verwendet.

Ein entscheidender Vorteil von CFD-Modellen sind die erzielbaren, sehr hohen Auflösungen. Diese bewegen sich im Bereich von wenigen Metern. Sie sind damit hervorragend für die Wiedergabe von kleinräumigen Strömungsverläufen auch in komplexen Geländesituationen geeignet. Allerdings sind diese Modelle auf die Berechnung von Strömungen limitiert. Es handelt sich, im Gegensatz zu den zuvor beschriebenen Mesoskalenmodellen, nicht um vollständige Wettermodelle. Die Beschreibung von großskaligen Wetterphänomenen ist mit dieser Modellklasse nicht möglich.

Die von AL-PRO eingesetzte Methodik der Modellkopplung eines Mesoskalenmodells mit einer CFD-Simulation vereint die Vorteile beider Modellsysteme – die hohe Auflösung, die eine CFD-Simulation bietet, wird mit der Fähigkeit des Mesoskalenmodells, auch großskalige Wind- und Wettersysteme abzubilden.

2.2.2.2 Software Meteodyn WT

Meteodyn WT [14] ist eine Software, die die Ermittlung der Windverhältnisse auf Basis von CFD (Computational Fluid Dynamics) durchführt. Hier werden die Reynolds-gemittelten Navier-Stokes-Gleichungen gelöst.

Die in Meteodyn WT verwendeten Gittermodelle basieren typischerweise auf orthogonalen Gittern in x- und y-Richtung, die in besonders interessanten Bereichen beliebig verfeinert werden können. Andere Gittergeometrien können individuell vorgegeben werden. Dasselbe gilt grundsätzlich auch für die z-Richtung, wobei die Standardgitterauflösung von unten nach oben allmählich gemäß einer arithmetischen Folge vergrößert wird, so dass sich

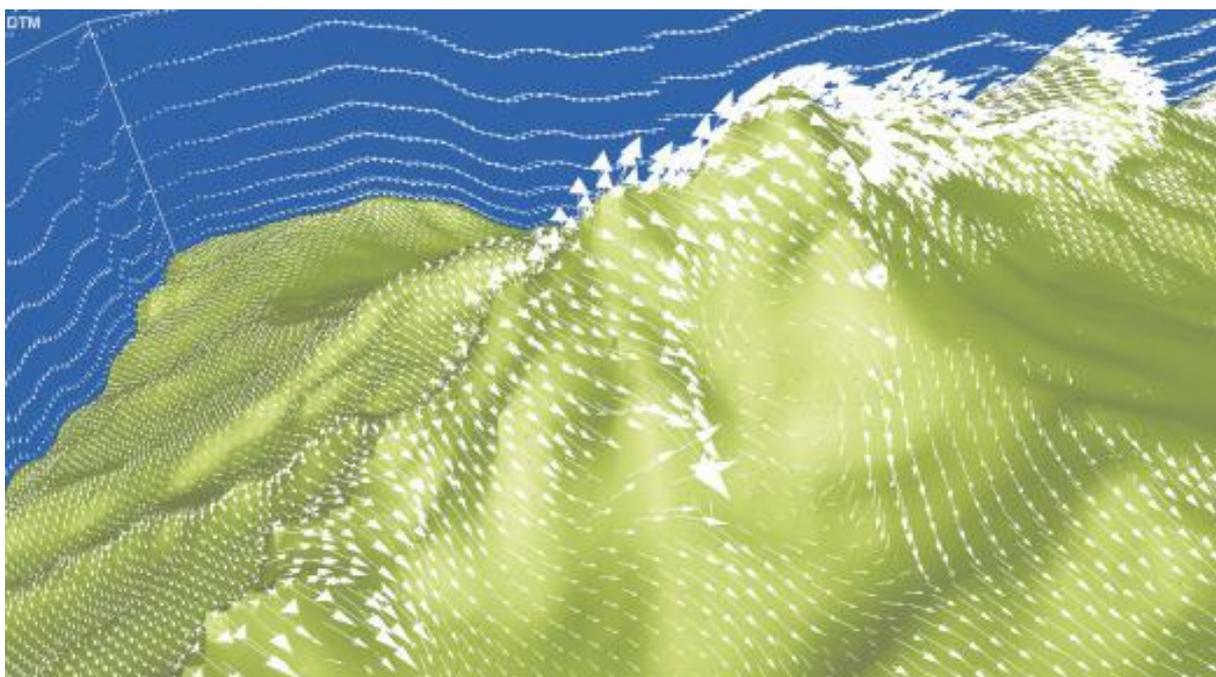


Abbildung 11, CFD Simulation der Verwirbelungen hinter einer Bergkette

ein vertikal verfeinertes Gitter nahe der Terrainoberfläche ergibt. Die ersten 10 vertikalen Schichten haben dabei dieselbe Höhe.

Für die Initialisierung des iterativen Lösungsverfahrens wird am Modelleinlass eine Randbedingung in Form eines atmosphärischen Windprofils basierend auf der Bodenrauigkeit und der vorgegebenen atmosphärischen Stabilität verwendet. Es handelt sich durchweg um stationäre Simulationen. Dies bedeutet, dass als Ergebnis der Simulation der mittlere Zustand des Windfeldes für die gegebene Anströmungssituation wiedergegeben wird.

Meteodyn WT verfügt gegenüber anderen, am Markt angebotenen CFD-Systemen insbesondere über die folgenden Vorteile, die es zum Einsatz für die Neuerstellung des Windatlas Baden-Württemberg qualifizieren:

- **Hocheffizienter CFD-Solver:** Nur mit der Fähigkeit des in WT verwendeten, exklusiv im Besitz von Meteodyn befindlichen Systems zur Lösung der Strömungsgleichungen, war die Simulation eines so großen Gebiets wie Baden-Württemberg in der Auflösung von 30 m innerhalb des zur Verfügung stehenden Zeitrahmens überhaupt denkbar. Das System bietet die Möglichkeit zu einer sehr weitgehenden Parallelisierung der durchzuführenden Simulationen – und zwar, ohne dass es innerhalb des Modellgebiets zu Diskontinuitäten kommt (sog. Kachelproblematik).
- **Feinste Auflösung des Vertikalgitters:** Nicht nur der Modellauflösung in der Horizontalen, sondern insbesondere auch der Auflösung in der Vertikalen, also der Anzahl von vertikalen Modellschichten, vor allem im untersten Modellbereich, kommt bei einer CFD-Berechnung besondere Bedeutung zu. Sie entscheidet über die Genauigkeit der Simulation des Übergangs vom Modellboden in die atmosphärische Grenzschicht, also die simulierten Windprofile. Ebenso ist sie mitentscheidend für die Genauigkeit einer Waldmodellierung. Der von meteodyn WT verwendete CFD-Solver führt auch bei Vertikalauflösungen von wenigen Metern noch zu stabilen Lösungen.
- **Präzise Waldmodellierung:** Im Modellgebiet befindliche Waldgebiete werden detailliert in die Simulation einbezogen. Hierbei wird Wald sowohl hinsichtlich seiner Höhe als auch seiner Dichte, exakt modelliert und in seinen Auswirkungen auf das Windangebot auch in größerer Höhe berechnet.
- **Atmosphärische Stabilität:** Unterschiedliche atmosphärische Schichtungsverhältnisse können einen erheblichen Einfluss auch auf die kleinräumigen Windverhältnisse haben. Im Gegensatz zu vielen anderen CFD-Lösungen, bei denen lediglich die neutral geschichtete Atmosphäre berechnet werden kann, wird dieser Aspekt bei Meteodyn WT detailliert in die Simulationen einbezogen – es können bis zu 10 verschiedene Stabilitätsklassen berechnet werden.

2.3 Verifikation und Anpassung

Zur Erhöhung der Genauigkeit und zur Eliminierung von möglichen systematischen Abweichungen zwischen den Modellierungsergebnissen und realen Beobachtungen ist eine umfassende Verifikation unerlässlicher Bestandteil jeder Windkartierung. Zunächst ist eine globale, systematische Abweichung, typischerweise nach oben, der modellierten Ergebnisse, ein sogenannter *Bias*, der Regelfall. Dies kann, wenn der Bias bekannt ist, leicht durch eine entsprechende, modellweite Modifikation auf das tatsächliche Niveau angepasst werden. Es ist daher unerlässlich, die Höhe des Modellbias anhand einer ausreichenden Anzahl von Datensätzen zu bestimmen.

Neben derartigen modellweiten Abweichungen kann es auch zu lokalen Differenzen zwischen den Modellergebnissen und der entsprechenden Beobachtung kommen. In solchen Fällen können die Modellergebnisse, durch ein sogenanntes „nudging“ lokal an die Beobachtungswerte angepasst werden.

Naturgemäß kommt hierbei der Qualität der verwendeten Daten für die Verifikation eine besondere Bedeutung zu. Diese Daten müssen zunächst mit größtmöglicher Genauigkeit erhoben werden (mit der Verwendung ungenauer Daten würde man das Gegenteil des Gewünschten erreichen). Weiterhin müssen sie nach Möglichkeit in derselben oder zumindest einer ähnlichen Höhe wie die zu validierenden Modellergebnisse vorliegen. Angesichts der Höhen von 100 m und darüber, in denen der Windatlas Baden-Württemberg erstellt wurde, scheiden allein aus diesem Grund die im Zuge der Wetterbeobachtungen verwendeten meteorologischen Stationen mit ihrer typischen Messhöhe von 10 m aus.

Angesichts der genannten Grundanforderungen kommen für die Validierung im Wesentlichen nur Windmessungen, die im Zuge der Planung von Windenergieprojekten durchgeführt wurden, sowie die Ertragsdaten von bereits in Betrieb befindlichen Windenergieanlagen in Frage.

2.3.1 Datenbasis und Auswertung

Derartige Datensätze in der notwendigen Qualität werden in aller Regel projektspezifisch erhoben und stehen keinesfalls öffentlich zur Verfügung. Um eine ausreichende Anzahl von Datensätzen für die Erstellung des Windatlas zu akquirieren, wurde, initiiert durch das Umweltministerium Baden-Württemberg und koordiniert durch den Bundesverband Wind-Energie e.V. – Landesverband Baden-Württemberg (BWE-LV BW) eine Umfrage unter den Betreibern und Projektierern im Bundesland durchgeführt, um zunächst die grundsätzliche Bereitschaft zur Datenbereitstellung zu ermitteln.

Hierbei wurden zunächst Basisinformationen zu den Daten abgefragt, nämlich:

- Standortname
- Koordinaten
- Datenzeitraum

Bei Windmessungen zusätzlich:

- Art der Messung
- Kalibrier- und Installationsprotokolle

Bei Betriebsdaten von Windenergieanlagen zusätzlich:

- Anlagentyp
- Einschätzung der Abschattungssituation (<5%, 5-10%, >10%)
- Veränderung während des Betriebszeitraums (ja/nein)

Eine weitere Anfrage wurde durch AL-PRO direkt bei Kunden mit Projekten in Baden-Württemberg durchgeführt.



Abbildung 12, LiDAR-Windmessung in Baden-Württemberg

Beide Anfragen führten zu einer bemerkenswert hohen Bereitschaft zur Bereitstellung entsprechender Datensätze. Allerdings bestehen teilweise sehr hohe Anforderungen der Dateneigentümer an die Vertraulichkeit. In vielen Fällen ist selbst die Nennung der Standorte, erst recht der Koordinaten untersagt. Daher erfolgen in diesem Bericht nur pauschale bzw. zusammenfassende Aussagen zur Lage und Qualität der Datensätze sowie deren Wiedergabe durch das Modellsystem.

2.3.1.1 Grundsätzliches Vorgehen bei der Datenanalyse

Die weitere Analyse der Daten gliedert sich im Wesentlichen in zwei Schritte:

1. Plausibilitätsprüfung und Filterung der Daten
2. Langzeitbezug mit Hilfe von Reanalysedaten

Der zweite Schritt ist notwendig, da das Windpotenzial in den vorliegenden Mess- bzw. Betriebszeiträumen (teils sehr deutlich) vom mittleren langjährig zu erwartenden Windpotenzial abweicht. Die Daten werden daher auf einen einheitlichen langjährigen Bezugszeitraum korrigiert. AL-PRO verwendet hierfür einen Zeitraum von 15 Jahren, weil diese Dauer den bestmöglichen Kompromiss zwischen größtmöglicher Länge und größtmöglicher Konsistenz, der für den Langzeitbezug verwendeten Langzeitdaten verspricht. Um außerdem

erste mögliche Einflüsse des Klimawandels auf das langfristig zu erwartende Windpotential zu berücksichtigen, werden als Bezugszeitraum die jüngsten bereits vollständig vorliegenden 15 Kalenderjahre gewählt. Zum Zeitpunkt der Betriebsdatenauswertung für den Windatlas waren das die Jahre 2003-2017.

2.3.1.2 Windmessungen

Windmessungen, die im Zuge der Projektierung von Windenergieprojekten durchgeführt wurden, oder die den entsprechenden Anforderungen genügen, stellen eine sehr gute Grundlage zur Validierung des Windatlas dar.

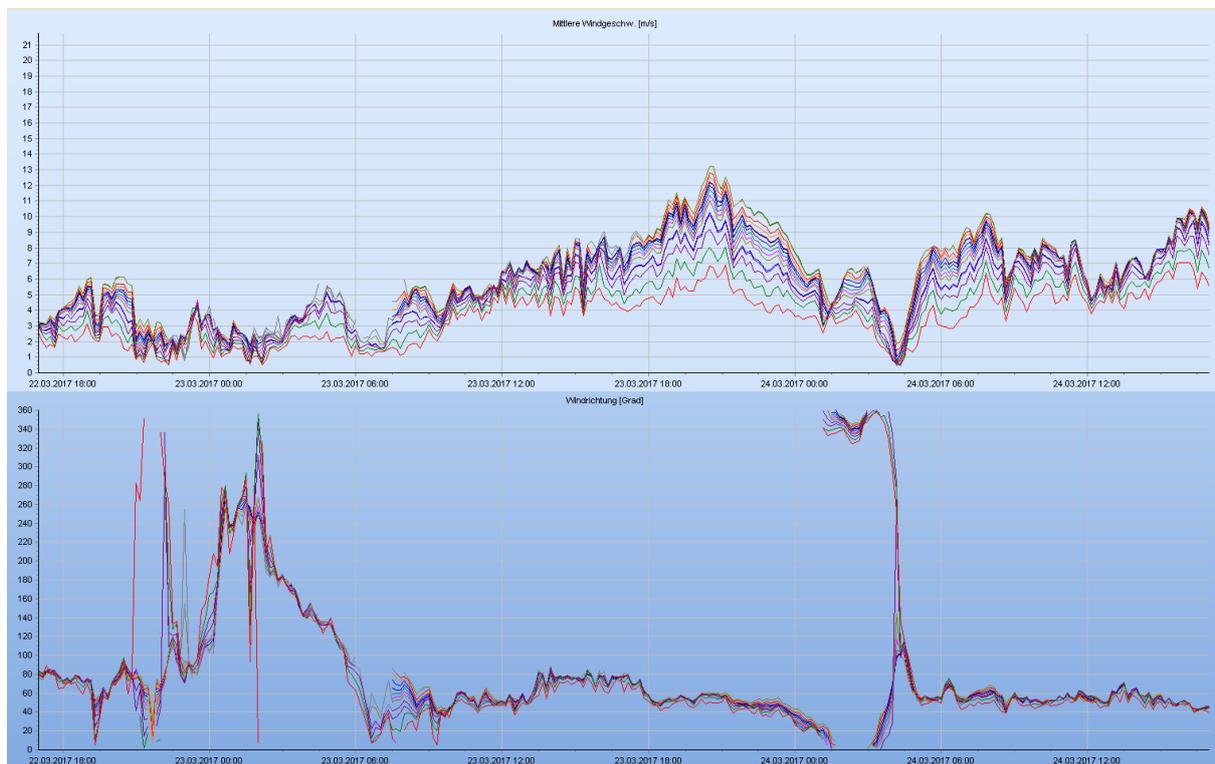


Abbildung 13, Graphische Darstellung der Zeitreihe einer Windmessung; oben: Verlauf der Windgeschwindigkeit in verschiedenen Messhöhen, unten: Verlauf der entsprechenden Windrichtungen.

2.3.1.2.1 Auswahl der Windmessungen

Die Messdaten lagen in 10-Minuten Zeitschritten vor. Im Wesentlichen handelte es sich bei den Daten um Windgeschwindigkeit und Windrichtung in jeweils mehreren Messhöhen, sowie Temperatur und Luftdruck in meist einer Messhöhe. Dabei stammten die Daten insbesondere von LiDAR-Geräten und Messmasten.

Letztendlich wurden anhand der abgefragten Basisinformationen 69 Windmessungen als für die Validierung geeignet ausgewählt, verteilt auf 53 LiDAR-, 1 SODAR- und 15 Mastmessungen.

2.3.1.2.2 Analyse der Windmessungen

Zunächst erfolgten eine Aufbereitung und Filterung der bereitgestellten Rohdaten. In die Aufbereitung flossen insbesondere Informationen aus Mess- und Installationsprotokollen sowie in einigen Fällen aus Verifikationsberichten ein. Die so aufbereiteten Messdaten wurden dann plausibilisiert und gefiltert.

Zur weiteren Verwendung wurden die so vorbereiteten Daten dann nach Möglichkeit auf die Höhen 100 m, 160 m und 200 m vertikal extrapoliert, sofern diese Messhöhe nicht schon vorlag. Dabei wurden die Windgradienten zwischen 2 Messhöhen, im Idealfall Messhöhen, die die zu extrapolierenden Zielhöhe umgaben, unter Berücksichtigung von Jahreszeit, Tageszeit und Windrichtung bestimmt. Mit Hilfe dieser Windgradienten können dann die Windgeschwindigkeiten der zu extrapolierenden Zielhöhe, i.d.R. ausgehend von der nächstgelegenen Messhöhe, errechnet werden.

Tag	Jan-Feb	Mär-Apr	Mai-Jun	Jul-Aug	Sep-Okt	Nov-Dez	Jahr
00-02	0,50	0,44	0,39	0,34	0,33	0,32	0,39
02-04	0,49	0,39	0,38	0,32	0,33	0,36	0,35
04-06	0,46	0,38	0,33	0,24	0,29	0,41	0,34
06-08	0,44	0,31	0,36	0,29	0,27	0,43	0,34
08-10	0,40	0,31	0,28	0,34	0,45	0,45	0,40
10-12	0,34	0,16	0,11	0,16	0,31	0,46	0,29
12-14	0,37	0,16	0,05	0,03	0,13	0,39	0,22
14-16	0,32	0,09	0,11	0,05	0,09	0,40	0,20
16-18	0,37	0,17	0,13	0,06	0,21	0,35	0,22
18-20	0,37	0,28	0,17	0,17	0,26	0,37	0,29
20-22	0,37	0,36	0,23	0,23	0,32	0,36	0,32
22-24	0,45	0,37	0,31	0,31	0,34	0,40	0,36
Alle	0,41	0,28	0,25	0,23	0,29	0,39	0,31
<0		Negativ!		0.2-0.3		Normal, hoch	
0-0.1		Extrem niedrig		0.3-0.4		Sehr hoch	
0.1-0.2		Normal, niedrig		>0.4		Extrem hoch	

Abbildung 14, Windgradienten nach Tages- und Jahreszeit

Zur Gradientenbildung wurden Abschnitte von 2 Stunden, 2 Monaten und 12 Windrichtungssektoren gewählt, um eine höchstmögliche Auflösung mit immer noch verlässlicher Anzahl an Werten zu erhalten. Für jeden Windrichtungssektor ergab sich somit eine eigene Windgradientenmatrix, wie in Abbildung 14, Windgradienten nach Tages- und Jahreszeit beispielhaft dargestellt. Auf eine Extrapolation wurde verzichtet, wenn die Zielhöhe mehr als 40 m von der nächstgelegenen Messhöhe abwich, da bei zu großer Differenz von Mess- und Zielhöhe die Aussagekraft der Windgradienten verloren geht.

Windmessungen im Zuge der Projektierung von Windparks werden in der Regel für einen relativ kurzen Zeitraum erhoben, typischerweise über einige Monate bis hin zu einem Jahr. Für den hier verfolgten Zweck der Validierung des Windatlas (und auch für die Verwendung in Standortgutachten etc.) ist es daher notwendig, die Daten in einen langjährigen Kontext zu stellen – der sogenannte Langzeitbezug der Messdaten. Hierfür sind neben den am Standort erhobenen Messdaten langjährige Mess- oder Klimadaten mit ausreichender Korrelation erforderlich. Um Inkonsistenzen in den Langzeitdaten auszuschließen, sollen hier mindestens zwei voneinander unabhängige Datensätze verwendet werden. Mit Hilfe geeigneter Verfahren wird der Zusammenhang zwischen den lokalen Messdaten und den Klimazeitreihen bestimmt und auf den gewünschten Langzeit-Zeitraum der Klimazeitreihen angewendet.

Der Langzeitbezug der Windmessungen erfolgte mittels neuronaler Netze und unter Verwendung des nächstgelegenen Gitterpunkts der MERRA-2-Datenbasis und der am besten zur Messhöhe passenden Höhe des nächstgelegenen Punktes aus der ConWx-Datenbasis (i.d.R. 100 m, 150 m und 200 m). Hierbei wurde, im Unterschied zu der Vorgehensweise bei der Erstellung eines Standortgutachtens, für alle Windmessungen eine einheitliche, auf Erfahrungswerten von AL-PRO basierende Netztopologie herangezogen.

2.3.1.2.3 Unsicherheiten

Jede Erhebung von Messdaten ist mit Unsicherheiten behaftet. Gerade im Hinblick auf den Verwendungszweck - der Validierung des Windatlas - ist eine möglichst genaue Information zu den mit den Daten verbundenen Unsicherheiten unerlässlich. Diese werden später bei der Validierung zu berücksichtigen sein.



Abbildung 15, Windmessmast in bewaldetem Gelände

Die Messunsicherheiten wurden dem Stand der Technik entsprechend, gemäß den Vorgaben der Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 6 (TR 6), „Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen“ in ihrer aktuellen Revision 10 vom 26.10.2017 für jede Messung einzeln ermittelt. Sie gliedern sich für die aus Windmessungen abgeleitete Winddatenbasis in die zwei Komponenten „Windgeschwindigkeitsmessung per Anemometer“ bzw. „Windgeschwindigkeitsmessung per Fernmessverfahren“ und „Langzeitbezug“. Dabei sind die folgenden Unterkomponenten zu berücksichtigen:

- Bereich „Windgeschwindigkeitsmessung per Anemometer“:
 - Kalibrierung
 - Klassifizierung beziehungsweise standortbezogene Sensitivitätsanalyse bzgl. der Anemometercharakteristiken
 - Montageeffekte
 - Datenerfassung und -verarbeitung
 - Datenkorrekturen (Mastabschattungseffekte, etc.)
 - Datenintegrität
- Bereich „Windgeschwindigkeitsmessung per Fernmessverfahren“:
 - Verifikationstest
 - Klassifizierung beziehungsweise standortbezogene Sensitivitätsanalyse bzgl. der Gerätecharakteristiken
 - Monitoring mit Messmast/Zweiter Verifikationstest
 - Aufstellungseffekte
 - Hindernisse, Hindernisecho (SODAR)
 - Ausrichtung (Präzision der Nordausrichtung und der Neigung)
 - Strömungshomogenität in unterschiedlichen Abtastvolumen

- Datenerfassung und -verarbeitung
- Datenkorrekturen

In den Fällen, in denen eine oder mehrere der Validierungshöhen durch die beschriebene Extrapolation mit Windgradienten bestimmt wurde, wird zusätzlich die mit diesem Verfahren verbundene Unsicherheit individuell berücksichtigt.

Neben der Unsicherheit der Messung selbst ist auch das Verfahren, mit dem die Daten in einen langjährigen Kontext eingeordnet werden, mit Unsicherheiten behaftet:

- Bereich „Langzeitbezug“:
 - Konsistenz Langzeitdatenquellen
 - Abbildungsalgorithmus des Langzeitbezugs
 - Länge Abgleichzeitraum
 - Repräsentanz des Bezugszeitraums in der Vergangenheit
 - Projektion des Bezugszeitraums auf den zukünftigen WEA Betriebszeitraum
 - Repräsentativität der Langzeitdaten für den Standort

In die Unsicherheitskomponente „Länge Abgleichzeitraum“ fließt auch dessen Niveau im Vergleich zum langjährigen Mittel ein. Extrem kurze sowie extrem über- oder unterdurchschnittliche Betriebszeiträume wirken sich daher deutlich unsicherheitserhöhend aus.

Die ermittelten Unsicherheiten beziehen sich direkt auf die Windgeschwindigkeit.

Für die Messungen mittels Fernmessgeräten ergibt sich eine durchschnittliche Unsicherheit von 9,8% und für Messungen mittels Messmast eine durchschnittliche Unsicherheit von 4,4%. Die erhöhte durchschnittliche Unsicherheit bei Messungen mittels Fernmessgeräten ergibt sich insbesondere durch die häufig viel kürzeren Messzeiträume verglichen mit Messungen mittels Messmast.

Über alle Datensätze betrug die Unsicherheit in der Validierungshöhe 100 m – diese Höhe lag für alle Datensätze direkt oder mit einer Abweichung von nur wenigen Metern vor – 7,3 %.

2.3.1.3 Betriebsdaten von WEA

Neben Windmessungen stellen auch Betriebsdaten von Windenergieanlagen eine ausgezeichnete Validierungsmöglichkeit für den Windatlas dar.

Angefragt wurden SCADA-Daten in 10-Minuten Zeitschritten, in einigen wenigen Fällen lagen nur monatliche Ertragsdaten (größtenteils mit Verfügbarkeiten) vor.

Außerdem wurden Informationen zu Betriebsbeschränkungen übermittelt.

Letztendlich wurden anhand dieser Informationen 58 (Teil-)Windparks mit rund 200 Windenergieanlagen als für die Validierung geeignet ausgewählt, mehr als 100 weitere WEA wurden abschattend berücksichtigt. Die Basisinformationen dieser Anlagen wurden plausibilisiert. Fehlten Informationen zu abschattenden Anlagen, wurden diese von AL-PRO recherchiert.

2.3.1.3.1 Analyse der SCADA-Daten:

Die wesentliche Plausibilitätsprüfung und Filterung der Daten erfolgt mit dem SPA-Tool der französischen Firma Meteodyn. Es findet zunächst eine Filterung von Aufzeichnungsfehlern statt. Danach identifiziert und klassifiziert dieses Tool mittels einer aus den SCADA-Daten ermittelten anlagenspezifischen Leistungskennlinie Zeitschritte, in denen das Anlagenverhalten signifikant vom „normalen“ (also üblicherweise vom offenen) Betrieb abweicht. In diesem Zuge werden auch Betriebsbeschränkungen, sowie zeitliche und energetische Betriebsverluste ermittelt.

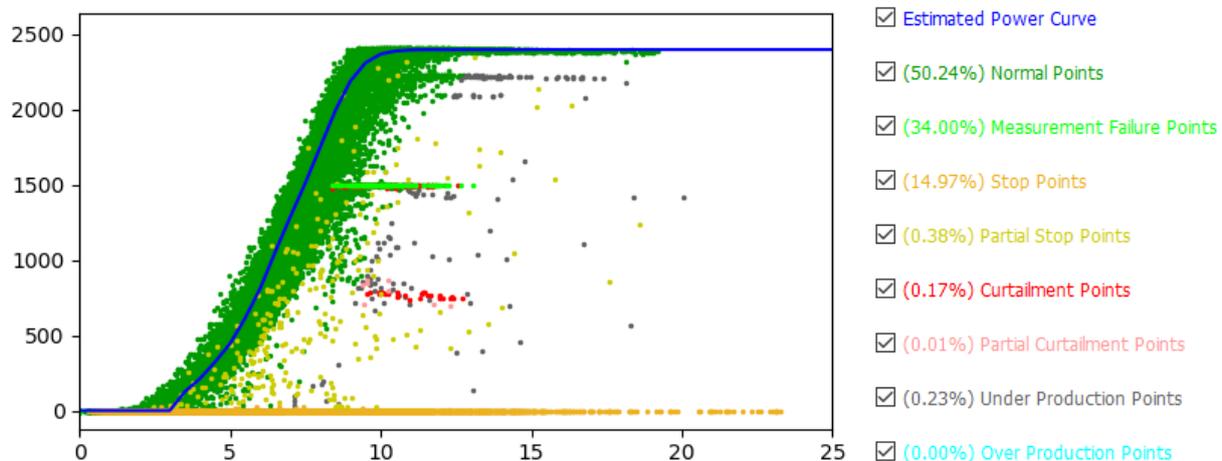


Abbildung 16, SCADA Datenanalyse mit Meteodyn SPA

Im zweiten Schritt werden die als „normal“ erkannten Zeitschritte langzeitbezogen. Dazu wurde für den Windatlas sowohl der nächstgelegene Gitterpunkt der MERRA-2-Datenbasis, als auch die zur Nabenhöhe der Vergleichsanlage am besten passende Höhe des nächstgelegenen Punktes aus der ConWx-Datenbasis herangezogen. Über eine typspezifische Leistungskennlinie werden diese Winddaten in Ertragsdaten umgewandelt und die WEA-Daten dann mit Hilfe neuronaler Netze langzeitbezogen. Aus den Ergebnissen der beiden Langzeitbezüge mit MERRA-2- und ConWx-Daten wird dann der korrelationsgewichtete Mittelwert gebildet und als Langzeitertrag dieser Anlage für die Validierungsbeurteilung verwendet.

2.3.1.3.2 Analyse monatlicher Betriebsdaten:

Aus den MERRA-2 und den ConWx-Daten werden wie oben beschrieben über eine typspezifische Leistungskennlinie Ertragsdaten gebildet und diese dann zu monatlichen Erträgen aufsummiert. Durch Normierung auf den mittleren Monatsertrag der Jahre 2003-2017 entstehen daraus zwei Ertragsindices.

Die Plausibilisierung und Filterung erfolgt dann sowohl durch Vergleich der verfügbarkeitskorrigierten Betriebsdaten mit dem Verlauf dieser Indices als auch – im Falle mehrerer Vergleichsanlagen im selben Windpark – durch Vergleich der Betriebsdaten untereinander. Die verbleibenden plausiblen Daten werden dann mit jedem der beiden Indices über eine lineare Regression langzeitbezogen. Auch hier ist der finale Langzeitertrag dann das korrelationsgewichtete Mittel der mit den beiden Indices erzielten Ergebnisse.

2.3.1.3.3 Unsicherheiten

Auch die Betriebsdaten sowie deren Aufbereitung sind mit Unsicherheiten behaftet.

Auch diese wurden gemäß den Vorgaben der Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 6 (TR 6), „Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen“ in ihrer aktuellen Revision 10 vom 26.10.2017 für jeden Vergleichswindpark einzeln ermittelt. Sie gliedern sich für die aus Vergleichsanlagen abgeleitete Winddatenbasis in die zwei Komponenten „Vergleichs-WEA“ und „Langzeitbezug“. Dabei sind die folgenden Unterkomponenten zu berücksichtigen:

- Bereich „Vergleichs-WEA“:
 - Daten und deren Erhebung
 - Verfahren Ausreißereliminierung und Verfügbarkeitskorrektur
 - Parkabschattung
 - Unsicherheiten Eingangsdaten WEA (Kennlinien etc.)
- Bereich „Langzeitbezug“:
 - Konsistenz Langzeitdatenquellen
 - Abbildungsalgorithmus des Langzeitbezugs
 - Länge Abgleichzeitraum
 - Repräsentanz des Bezugszeitraums in der Vergangenheit
 - Projektion des Bezugszeitraums auf den zukünftigen WEA Betriebszeitraum
 - Repräsentativität der Langzeitdaten für den Standort

Bei der Unsicherheit „Länge Abgleichzeitraum“ wird auch dessen Niveau im Vergleich zum langjährigen Mittel berücksichtigt. Extrem kurze sowie extrem über- oder unterdurchschnittliche Betriebszeiträume wirken sich daher deutlich unsicherheits erhöhend aus.

Die Unsicherheiten, werden wie in der TR 6 vorgesehen, zunächst für Energieerträge von Windenergieanlagen berechnet und dann mit einem empirischen Verfahren in Unsicherheiten der Windgeschwindigkeit umgerechnet.

Von einigen wenigen Ausreißern aufgrund sehr kurzer und sehr unterdurchschnittlicher Betriebszeiträume abgesehen, liegt die durchschnittliche Unsicherheit der Winddatenbasis der einzelnen Vergleichsparks bei 4,5% bezogen auf die Windgeschwindigkeit.

2.3.2 Zusammenfassung von Datensätzen

Oftmals kommt es vor, dass sich mehrere Validierungsdatensätze in unmittelbarer räumlicher Nachbarschaft befinden. Dies ist beispielsweise immer bei den einzelnen Anlagen eines Windparks der Fall. Diese werden für die folgenden Schritte grundsätzlich zu einem Validierungspunkt zusammengefasst.

Ein Sonderfall sind die Situationen, bei denen für einen Standort sowohl Messdaten als auch Betriebsdaten von Windenergieanlagen vorliegen. Dies tritt dann auf, wenn für einen mittlerweile errichteten Windpark neben dessen Betriebsdaten auch die Daten der zuvor an dem Standort erhobenen Windmessung bereitstanden. Auch in diesen Fällen erfolgte eine Zusammenfassung zu einem Datenpunkt, wobei eine Gewichtung anhand der jeweiligen Unsicherheiten erfolgt ist (je unsicherer, desto geringer die Berücksichtigung).

In einigen wenigen Fällen erwiesen sich Datensätze bei der Auswertung als nicht weiter verwertbar, z.B. weil nach Filterung der Daten nur noch eine unzureichende Datenmenge verblieb.

Insgesamt ergaben sich nach den genannten Schritten 106 Validierungspunkte.

2.3.3 Abweichungen zum Proto-Windatlas

Die Bestimmung der Abweichungen zwischen dem Proto-Windatlas und einem Validierungsdatenpunkt geschieht im Falle einer Windmessung einfach durch den Vergleich der gemessenen und langzeitbezogenen mit der modellierten Windgeschwindigkeit.

Etwas komplexer gestaltet sich das Verfahren im Falle der Betriebsdaten von Windenergieanlagen. Hier wird zunächst eine Ertragsberechnung des Windparks auf Basis des Windfeldes im Proto-Windatlas durchgeführt, wobei zusätzlich die Luftdichte und die Abschattungseffekte im Windpark einzurechnen sind. Ergeben sich Abweichungen, wird das Windgeschwindigkeitsniveau aus dem Proto-Windatlas um einen geeignet erscheinenden Wert angepasst und die Berechnung sodann wiederholt. Dies erfolgt solange, bis die berechneten den tatsächlichen Ertragswerten entsprechen. Da der Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Ertrag nicht linear ist, können durchaus mehrere Iterationsschritte erforderlich sein.

Der so gefundene Anpassungsfaktor stellt dann die gesuchte Abweichung zwischen Proto-Windatlas und Windparkertrag für diesen Validierungspunkt dar.

Nach Auswertung aller Validierungspunkte ergab sich, unter Berücksichtigung der räumlichen Repräsentativität (siehe Abschnitt 2.3.4.1) ein Bias (eine globale Abweichung) von + 7,5 % des Proto-Windatlas. Dieser Wert war in allen Berechnungshöhen praktisch gleich hoch, das heißt, dass das Modell die Windänderung mit der Höhe exzellent wiedergibt.

Nach Korrektur des globalen Bias ergab sich eine mittlere Abweichung von 8,8 %, die somit bereits vor der Einarbeitung in den Windatlas nicht viel größer war, als die mittlere Standardunsicherheit der verwendeten Windmessungen (7,3 %).

2.3.4 Einarbeitung in den Windatlas

Das von AL-PRO entwickelte Verfahren GWS® ALIGN dient zur Anpassung von Simulationsergebnissen einer Windkartierung an tatsächliche Beobachtungswerte. Voraussetzung hierfür ist zunächst eine sehr hohe Qualität der zur Kalibrierung eingesetzten Daten – sonst würde möglicherweise ein korrektes Simulationsergebnis durch einen fehlerhaften Datensatz nachträglich verfälscht.

GWS® ALIGN ist sowohl in der Lage, einen modellübergreifenden Bias in den Ergebnissen zu erkennen und zu korrigieren, als auch räumlich begrenzte Korrekturen durchzuführen, die nur einzelne Datensätze betreffen (nudging).

2.3.4.1 Räumliche Repräsentativität

Ein maßgeblicher Faktor für die Interpretation der Validierungsergebnisse ist die räumliche Repräsentativität der Validierungsdatensätze. Diese ergibt sich zunächst aus der Geländekomplexität des Standortes, an dem die Daten erhoben wurden. Je komplexer die Geländesituation ist, umso weniger groß ist der Bereich, für den der entsprechende Datensatz noch als repräsentativ erachtet wird. Anhand von objektiven Kriterien, die insbesondere aus den Orographiedaten abgeleitet werden, wird im Zuge des Verfahrens eine Klassifikation der Geländekomplexität vorgenommen und in die entsprechende Bereichsgröße umgerechnet.

Daneben ist zu berücksichtigen, dass es in Teilbereichen des Modellgebiets typischerweise, so auch bei der Erstellung des Windatlas Baden-Württemberg, zu regionalen Häufungen von Datensätzen kommt, wogegen andere Bereiche nur wenige oder gar keine Daten aufweisen. Sollte es zu einer nur regional bedingten Abweichung der modellierten Ergebnisse kommen, würde sich diese regionale Abweichung überproportional in einer für das gesamte Modell durchgeführten Bias Korrektur niederschlagen, falls sich in der betroffenen Region zufällig besonders viele Mess- bzw. Betriebsdatensätze befinden. Daher wurde mit dem in der geographischen Informationsverarbeitung bekannten Verfahren der Voronoi Analyse, die durch jeden Datenpunkt abgedeckte Fläche ermittelt. Diese ist umso kleiner, je mehr andere Datenpunkte sich in der Nachbarschaft befinden. Dies geht, neben der Geländekomplexität, in die Ermittlung der repräsentativen Bereichsgröße für jeden Datenpunkt ein.

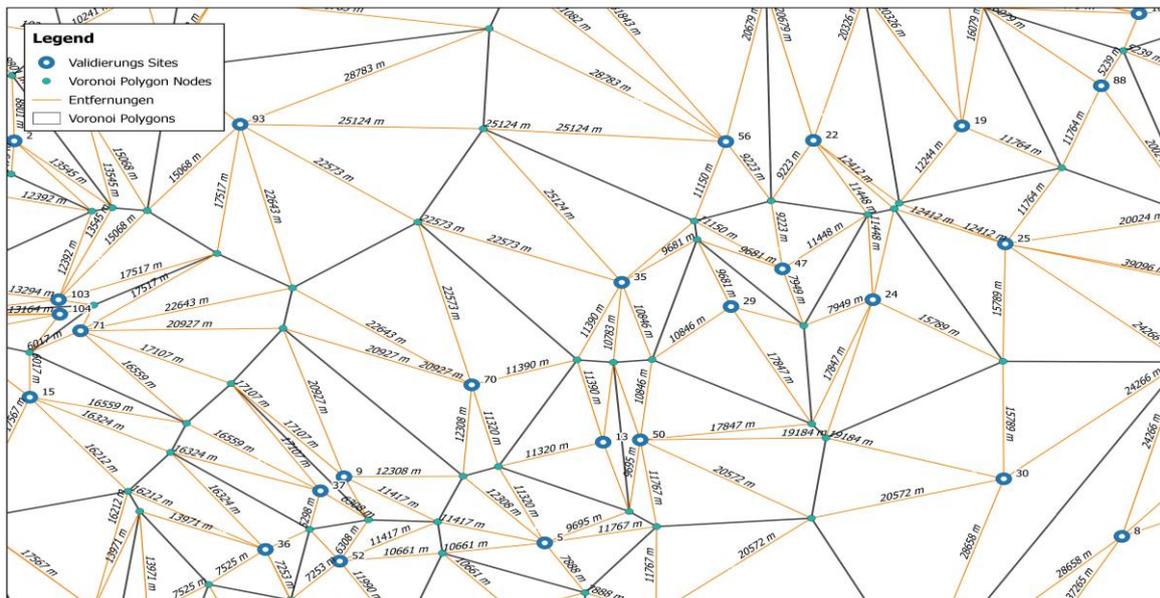


Abbildung 17, Voronoi Analyse der Validierungspunkte

2.3.4.2 Globale und lokale Anpassung mit GWS® ALIGN

Unter Berücksichtigung der wie beschrieben ermittelten Einflussgebiete jedes Datenpunktes erfolgt eine Anpassung des Proto-Windatlas an die Beobachtungswerte. Hierbei geht zusätzlich noch die für die Validierungsdatensätze bestimmte Unsicherheit ein. Diese Unsicherheit ist ein Maß dafür, in welchem Bereich um den gemessenen und langzeitbezogenen Wert sich das Windangebot an diesem Punkt tatsächlich befindet. Bei geringer Unsicherheit ist dieser Bereich eng um den beobachteten Wert begrenzt, bei höheren Unsicherheiten ist er entsprechend größer. Diese Information kann dazu genutzt werden, um zu ermitteln, wie wahrscheinlich es bei eventuell auftretenden Abweichungen zwischen dem Proto-Windatlas und dem beobachteten Wert ist, dass tatsächlich der Proto-Windatlas und nicht die Messung den korrekten Wert wiedergibt. Diese Wahrscheinlichkeit wird in den nun folgenden Schritten berücksichtigt.

Zunächst wird aus den Daten die globale, d.h. für das gesamte Modellgebiet gültige Abweichung, der sogenannte BIAS bestimmt. Dieser lag, wie bereits in Abschnitt 2.3.3 ausgeführt, für alle berechneten Höhen im Bereich + 7,5 %.

Unter Berücksichtigung dieses Wertes ergeben sich für jeden Rasterpunkt Restabweichungen. GWS® ALIGN führt für jeden Rasterpunkt eine Anpassung durch, in der sowohl der globale Bias als auch die Restabweichungen benachbarter Validierungspunkte einfließen, sofern vorhanden. Der Einfluss der Restabweichungen ergibt sich dabei aus der Lage des verarbeiteten Rasterpunktes in dem gemäß 2.3.4.1 bestimmten Einflussbereich. Er ist am höchsten in unmittelbarer Nähe des Validierungspunktes und sinkt innerhalb des Einflussbereiches mit zunehmender Entfernung.

3 Ergebnisse und Anwendung

3.1 Übersicht und Erläuterung der ermittelten Kenngrößen

Es wurden, jeweils in einer Auflösung von 30x30 m, folgende Daten in den Berechnungshöhen 100 m, 140 m, 160 m, 180 m und 200 m über Grund ermittelt:

- Mittlere Windgeschwindigkeit in m/s
- Mittlere Windleistungsdichte in W/m²
- Mittlere gekappte Windleistungsdichte in W/m² bei Kappungswert 15 m/s
- Meteorologische Umgebungsturbulenzintensität
- Für die WEA ENERCON E-138 EP3 E2, VESTAS V-150 sowie VESTAS V-126 jeweils:
 - Mittlere Jahresproduktion in kWh/a
 - Brutto-Standortgüte

Höhenunabhängig wurde in gleicher räumlicher Auflösung ermittelt:

- Der Windgradient α (Hellmann-Exponent zwischen 100 m und 160 m.)
- Die Unsicherheit bezogen auf die mittlere Windgeschwindigkeit in %

Hierbei stellt die mittlere Windgeschwindigkeit den vermutlich gängigsten Parameter dar. Diese wird daher vielfach als Wert für die Beschreibung der Windqualität eines Standortes herangezogen. Tatsächlich ist sie hierfür aber nur bedingt geeignet. Weitere Erläuterungen hierzu folgen in Abschnitt 3.2. Dort finden sich auch Erläuterungen zu den Parametern Mittlere Windleistungsdichte und Mittlere gekappte Windleistungsdichte.

Für die Bestimmung beider Windleistungsdichten ist, ebenso wie für die Berechnung der WEA-Erträge, eine Bestimmung der Luftdichte erforderlich. Diese erfolgt in Abhängigkeit von der Geländehöhe jedes Datenpunktes, zuzüglich der jeweiligen Berechnungshöhe. Hierbei wird von einem mittleren Luftdruck von 1013,25 hPa auf Meereshöhe ausgegangen, entsprechend der Standardatmosphäre.

Basis für die Temperaturberechnung war die Wetterstation in Karlsruhe. Dort wird eine langjährige Jahresmitteltemperatur von 10,7° Celsius in einer Höhe von 128 m über NN gemessen.

3.1.1 Mittlere Windgeschwindigkeit

Die mittlere Windgeschwindigkeit bezeichnet die im langjährigen Mittel durchschnittlich auftretende Geschwindigkeit der Luft gegenüber dem Boden. Hierbei wird im Windatlas ausschließlich die für die Windenergieerzeugung maßgebliche, horizontale Komponente betrachtet, nicht aber der vertikale Anteil (aufsteigende oder absinkende Luft).

3.1.2 Turbulenz

Unter Turbulenz versteht man in der Windenergie die kurzzeitigen Schwankungen der Windgeschwindigkeit um einen Mittelwert – typischerweise einen 10-Minuten Mittelwert. Sie kommen in der sogenannten Grenzschicht, dies ist die unterste Schicht der Atmosphäre, vor und werden durch Störeinflüsse der Geländebeschaffenheit auf die Windströmung ausgelöst – insbesondere Waldgebiete, bewegtes Gelände und städtische Bebauung wirken turbulenz erhöhend; ebenes, offenes Gelände und vor allem Wasserflächen führen zu geringer Turbulenz. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass die Turbulenz mit zunehmender Höhe abnimmt, oberhalb der Grenzschicht verschwindet sie schließlich ganz.

Für den Windatlas Baden-Württemberg wurde die mittlere meteorologische Turbulenzintensität bestimmt. Neben dieser wirkt auf die Windenergieanlagen in einem Windpark auch noch die sogenannte Nachlaufturbulenz ein, die durch benachbarte Anlagen ausgelöst wird und sich mit der Umgebungsturbulenz überlagert. Damit liegt die auf die Anlagen einwirkende Turbulenz normalerweise oberhalb der Umgebungsturbulenz, außer es handelt sich um eine Einzelanlage.

Überschreitet die Turbulenz gewisse Grenzwerte, die in den statischen Typenprüfungen der Windenergieanlagen festgelegt sind, kann dies die Lebensdauer der Anlage verkürzen, in extremen Fällen kann es zu Standsicherheitsproblemen kommen. Daher sind Gutachten zur Bestimmung der auf die Anlagen einwirkenden Turbulenz – und weiterer Lastparameter – fester Bestandteil jedes Genehmigungsverfahrens für Windenergieanlagen. In solchen Gutachten sind neben der meteorologischen und der Nachlaufturbulenz auch noch Sicherheitsaufschläge vorzunehmen. Der so bestimmte Beurteilungswert für die Turbulenz hinsichtlich Lebensdauer und Standsicherheit, die sogenannte effektive Turbulenz, liegt daher in jedem Fall oberhalb der im Windatlas angegebenen mittleren, meteorologischen Turbulenzintensität.

Es kann davon ausgegangen werden, dass die Errichtung von Windenergieanlagen in Bereichen mit sehr hohen Umgebungsturbulenzen aus den genannten Gründen nur noch schwer oder gar nicht mehr möglich ist.

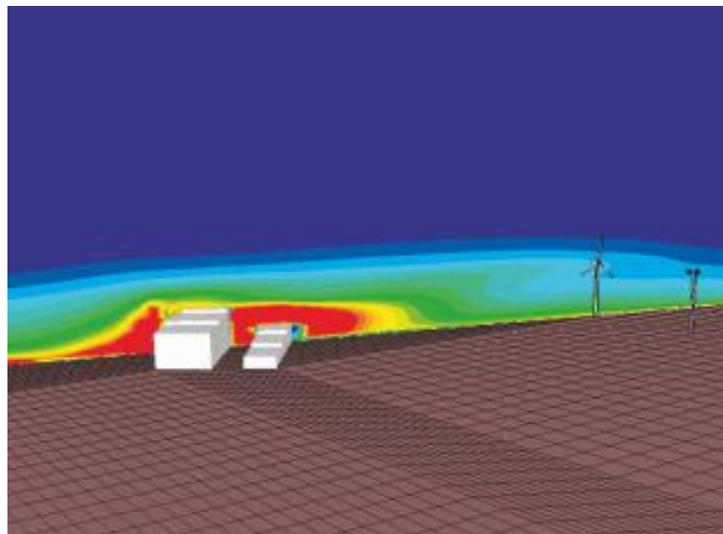


Abbildung 18, simuliertes Turbulenzfeld an einem Gebäude

3.1.3 WEA Jahreserträge

Die Jahreserträge der genannten drei Windenergieanlagen werden durch direkte Anwendung der luftdichtekorrigierten Leistungskennlinien der Anlagen auf das Windangebot jedes Datenpunktes ermittelt. Es handelt sich somit um Brutto-Erträge, die keinerlei Verluste, die im Anlagenbetrieb üblicherweise auftreten, enthalten. Diese sind beispielsweise Abschattungseffekte durch benachbarte Anlagen im Windpark, Verfügbarkeits- und Netzverluste, Betriebseinschränkungen aller Art, beispielsweise durch Immissions- und Artenschutz, Eisansatz etc. Derartige Verluste sind projektabhängig sehr unterschiedlich, es

kann von einer Größenordnung im Bereich 10 % bis 15 % ausgegangen werden. Hiervon entfällt der größte Teil oft auf genehmigungsrechtliche Einschränkungen.

3.1.4 Brutto-Standortgüte

Aus den Brutto-Erträgen werden die ebenfalls kartierten Brutto-Standortgüten durch Division durch den Referenzertrag des jeweiligen Anlagentyps in der gegebenen Höhe über Grund bestimmt. Der Referenzertrag ist der Ertrag, der am sogenannten Referenzstandort, hierbei handelt es sich um einen im EEG [9] festgelegten Standort mit genormten Windbedingungen, erzielt würde. Er wird auch dort zur Ermittlung der Standortgüte genutzt. Die Standortgüte nach EEG beinhaltet, im Gegensatz zu der im Windatlas angegebenen Brutto-Standortgüte, allerdings einen großen Teil der oben genannten, im Betrieb auftretenden Verluste.

Je nach Standortgüte wird der anzulegende Wert für die Vergütung durch Multiplikation mit einem Korrekturfaktor bestimmt. Somit werden die geringeren wirtschaftlichen Erträge bei schlechterer Standortgüte teilweise ausgeglichen.

Das EEG 2017 differenziert hierbei in einem Bereich zwischen 70 % und 150 % Standortgüte. Noch windschwächere Standorte werden demnach nicht mehr anders behandelt als 70 % Standorte.

Übersetzt auf die im Windatlas Baden-Württemberg angegebene Brutto-Standortgüte liegt der Differenzierungsbereich folglich zwischen etwa 80 % und 160 %, wenn man von nach EEG anzurechnenden Verlusten in der Größenordnung 10% ausgeht.

3.1.5 Windgradient

Der mittlere Windgradient α , oft auch als Hellmann-Exponent bezeichnet, ist ein Maß für die Windzunahme mit der Höhe. Er ist eine dimensionslose Größe, mit dem sich die Windgeschwindigkeit einer beliebigen Zielhöhe aufgrund einer bekannten Windgeschwindigkeit in einer bestimmten Höhe wie folgt berechnen lässt:

$$v_2 = v_1 \cdot \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^\alpha$$

mit

α Windgradient (Hellmann-Exponent)

v_1 Windgeschwindigkeit in Höhe 1

v_2 Windgeschwindigkeit in Höhe 2

h_1 Höhe 1

h_2 Höhe 2

Sowohl die Geländebeschaffenheit als auch der Zustand der Atmosphäre beeinflussen die Windzunahme mit der Höhe. Über Wasserflächen, sehr offenem Gelände und bei der Überströmung von Bergkuppen treten typischerweise sehr niedrige Windgradienten auf. Demgegenüber sind in stark strukturiertem Gelände und insbesondere über Waldflächen hohe Windzunahmen mit steigender Höhe zu erwarten.

Je stabiler die Atmosphäre im Mittel geschichtet ist, umso höher ist wiederum die Windzunahme mit der Höhe. Unter einer stabil geschichteten Atmosphäre versteht man, dass die Luftteilchen die Tendenz haben, abzusinken. Ein Extremfall hierfür wäre eine sogenannte

Inversionswetterlage, bei der der vertikale Luftaustausch komplett unterbunden wird (Smoggefahr). Demgegenüber haben die Luftteilchen in einer labilen Schichtung die Tendenz, aufzusteigen. Dies tritt beispielsweise bei Erwärmung der bodennahen Luftschichten durch die Sonne auf (Thermik), vorzugsweise im Sommer. Bei mitteleuropäischen Wetterverhältnissen kann im Durchschnitt von einer leicht stabil geschichteten Atmosphäre ausgegangen werden.

Neben der Möglichkeit, mit Hilfe des Windgradienten die Windgeschwindigkeit in anderen als im Windatlas angegebenen Höhen zu bestimmen, ist der Windgradient, ebenso wie die Turbulenz, auch ein Auslegungsparameter für die Lasten, die an einer Windenergieanlage auftreten. Sehr hohe Windgradienten, also sehr große Unterschiede der Windgeschwindigkeit zwischen dem oberen und unteren Bereich des Rotors können zu Problemen im Anlagenbetrieb führen.

3.1.6 Unsicherheiten

Ausgehend von der in einer Vielzahl von Projekten gewonnenen Kenntnis der Ergebnisqualität des eingesetzten Modellsystems, vor allem aber aufgrund der Validierungsergebnisse, erfolgt eine Kartierung der mit den Ergebnissen verbundenen Unsicherheiten. Das hierfür eingesetzte Verfahren basiert auf den folgenden Überlegungen:

1. Direkt an einem Validierungspunkt liegen die Unsicherheiten höchstens im Bereich der Unsicherheit des Validierungsdatensatzes. Eine gute Übereinstimmung mit dem Ergebnis der Modellrechnung *vor* der Anpassung mit GWS[®] ALIGN kann als zusätzliche Bestätigung der Daten gewertet werden und wirkt unsicherheitssenkend.
2. Mit zunehmender Entfernung von einem Validierungspunkt tritt dessen Einfluss zurück, bis er oberhalb des wie in 2.3.4.1 bestimmten Bereichs ganz verschwindet.
3. Die Modellergebnisse werden vermutlich umso unsicherer sein, je komplexer die Geländesituation ist.
4. Die Validierungsergebnisse zeigen keine systematische Abhängigkeit der Abweichungen von der Berechnungshöhe über Grund.

Aus 4 ergibt sich unmittelbar, dass die Unsicherheit in dem betrachteten Höhenbereich offensichtlich nicht höhenabhängig ist.

Um den in Punkt 3 vermuteten Zusammenhang zu bestätigen und zu quantifizieren, wurden die bei der Validierung gefundenen Abweichungen zu verschiedenen Maßgrößen für die Geländekomplexität gesetzt, z.B. zum Bewaldungsgrad in einem bestimmten Umkreis, zu Höhenschwankungen des Geländes etc. Hierbei ergab sich nur ein Zusammenhang zwischen der Modellabweichung und der Standardabweichung der Geländehöhen. Der gefundene Zusammenhang wurde als Basis für die Unsicherheitskartierung verwendet.

Gemäß den Überlegungen der Punkte 1 und 2 wurden sodann diese Basis-Unsicherheitskarte mit den Unsicherheiten der Validierungsdaten kombiniert.

3.2 Die mittlere gekappte Windleistungsdichte als Zielparameter

3.2.1 Entstehung und Definition

Als Zielparameter für die Bewertung der Eignung von Flächen aufgrund ihrer Windhöffigkeit wurde in der Vergangenheit vielfach die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit verwendet. Dieser Parameter gibt jedoch das Produktionsverhalten einer Windenergieanlage nur bedingt wieder. Neben dem mittleren Windangebot spielen hierbei insbesondere die folgenden Faktoren eine Rolle:

1. Die Luftdichte
2. Die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit.
3. Die Abregelung der Leistung der WEA bei Nennwindgeschwindigkeit.

Der Zusammenhang zwischen der Windgeschwindigkeit und der enthaltenen Leistung stellt sich wie folgt dar:

$$E = \frac{1}{2} \rho u^3$$

mit

ρ Luftdichte,

u Windgeschwindigkeit

Die im Wind enthaltene Energie steigt also mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit – eine doppelt so hohe Windgeschwindigkeit bedeutet also achtmal mehr Windleistung.

Die Auswirkungen sind erheblich: Beispielsweise könnte an einem Standort, der über eine mittlere Jahreswindgeschwindigkeit von 6 m/s verfügt, der Wind tatsächlich das ganze Jahr über mit konstant 6 m/s wehen. Genauso gut wäre es möglich, dass ein halbes Jahr Windstille und ein halbes Jahr eine Windgeschwindigkeit von 12 m/s herrscht. Im zweiten Fall wäre die im Wind enthaltene Energie des gesamten Jahres viermal so hoch, wie im ersten Fall.

Natürlich ist dies ein extremes Beispiel, es macht aber deutlich, dass es schon aus diesem Grund nicht ausreicht, die mittlere Windgeschwindigkeit zu betrachten. Es ist vielmehr zusätzlich zu beachten, wie oft der Wind über die Zeit mit welcher Geschwindigkeit weht. In vielen Klimaten, so auch in Baden-Württemberg, lässt sich diese Häufigkeit gut mit einer sogenannten Weibull-Verteilung (Abbildung 19), dies ist eine mathematische Häufigkeitsverteilung, beschreiben.

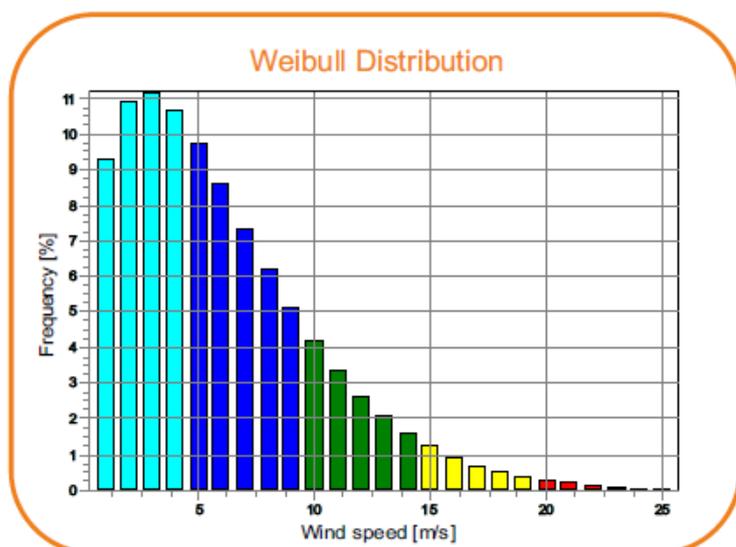


Abbildung 19, Weibull-verteilte Windgeschwindigkeiten

Der Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Windleistung findet sich naturgemäß auch im Betriebsverhalten einer Windenergieanlage. Es wird über Leistungskennlinien angegeben (Abbildung 20), typischerweise für eine Standardatmosphäre mit einer Luftdichte von $1,225 \text{ kg/m}^3$. Die Produktion einer Windenergieanlage erhöht sich oberhalb der Windgeschwindigkeit, bei der die Anlage ihre Nennleistung erreicht, dem sogenannten Nennwind, aus technischen Gründen nicht mehr weiter – obwohl die Windleistung weiter ansteigt. Der Nennwind einer Windenergieanlage ist abhängig von der Luftdichte und wird üblicherweise ebenfalls für eine Luftdichte von $1,225 \text{ kg/m}^3$ angegeben.

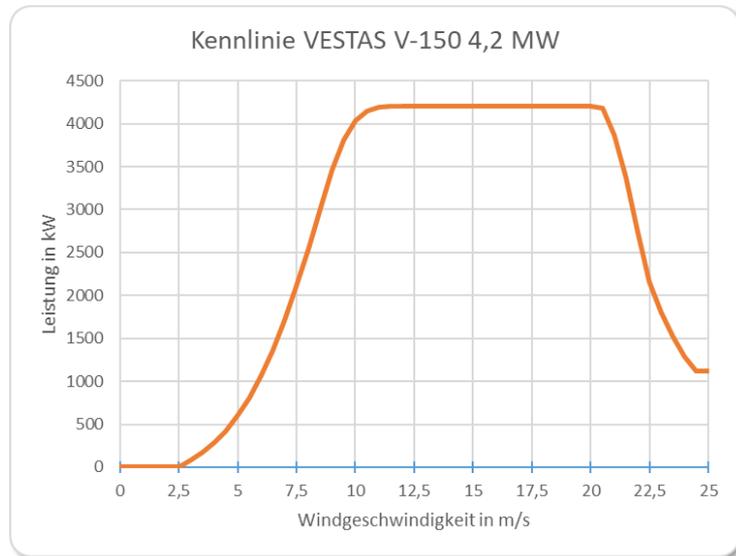


Abbildung 20, Leistungskennlinie der Vestas V-150 bei Standardluftdichte

Die Luftdichte geht linear in die Windleistung und somit die Energieproduktion ein. Sie hängt hauptsächlich vom Luftdruck, in geringerem Maß auch von der Lufttemperatur ab. Auch dieser Zusammenhang spielt in einem Bundesland wie Baden-Württemberg mit durchaus erheblichen Höhenunterschieden eine nicht zu vernachlässigende Rolle. In den Hochlagen des Schwarzwaldes, mit Höhenlagen deutlich oberhalb von 1.000 m ü.NN liegt die mittlere Luftdichte im Bereich 10 % unterhalb derer an den tiefsten Stellen des Rheingrabens.

Der meteorologische Parameter der *mittleren Windleistungsdichte* berechnet sich aus den an einem Standort auftretenden Windgeschwindigkeiten in der entsprechenden Häufigkeit und der Luftdichte. In Bezug auf Windenergieanlagen ist er ein direktes Maß dafür, wieviel Leistung der Wind beim Durchströmen des Rotors pro Rotorkreisfläche an einem Standort für die Nutzung durch Windenergieanlagen bereitstellt. Allerdings berücksichtigt dieser Parameter nicht, dass die Produktion einer Windenergieanlage oberhalb des Nennwindes nicht mehr weiter ansteigt. Um auch diesen speziellen Aspekt der Windenergienutzung in einem ansonsten anlagenunabhängigen Parameter zu fassen, wurde die mittlere Windleistungsdichte zur *mittleren gekappten Windleistungsdichte* modifiziert (beispielsweise [1] und [2]). Hierbei wird oberhalb eines „Kappungswertes“ der Windgeschwindigkeit, entsprechend dem Nennwind einer Windenergieanlage, die Windleistung nicht mehr weiter erhöht.

In den begleitend zur Erstellung des Windatlas Baden-Württemberg erfolgten Besprechungen, insbesondere des beteiligten Fachbeirates, wurde die mittlere gekappte Windleistungsdichte als Zielparameter für die Festlegung der Flächeneignung festgelegt. Der Kappungswert wurde mit 15 m/s festgelegt, um der im Allgemeinen aufgrund der Höhenlage niedrigeren Luftdichte in Baden-Württemberg, verglichen mit der Standardatmosphäre, Rechnung zu tragen.

3.2.2 Berechnung

Die mittlere Windleistungsdichte E ist über

$$E = \frac{1}{2} \rho \int_0^{\infty} u^3 f(u) du$$

definiert, mit

ρ Luftdichte,

u Windgeschwindigkeit,

$f(u)$ Wahrscheinlichkeitsdichte der Windgeschwindigkeit.

Unterstellt man eine Weibull-Verteilung für die Windgeschwindigkeit, ist diese Wahrscheinlichkeitsdichte gegeben durch

$$f(u) = \frac{k}{A} \left(\frac{u}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u}{A}\right)^k}$$

mit dem Skalierungsparameter A und dem Formparameter k . In dem für Windgeschwindigkeiten üblichen Wertebereich führt ein kleinerer Formparameter k bei gleichbleibendem A -Parameter zu einem größeren relativen Anteil von hohen Windgeschwindigkeiten. Ein größerer A -Parameter bei gleichem k führt hingegen zu einer im Mittel höheren Windgeschwindigkeit bei gleicher relativer Häufigkeitsverteilung.

Bei der sogenannten mittleren „gekappten Windleistungsdichte“ werden alle Häufigkeiten oberhalb einer maximalen Windgeschwindigkeit u_{max} ebendieser Windgeschwindigkeit u_{max} zugeschrieben.

Die mittlere gekappte Windleistungsdichte ist gegeben durch

$$E_{kapp} = \frac{1}{2} \rho \int_0^{\infty} u_{kapp}^3 f(u) du$$

mit

$$u_{kapp} = \begin{cases} u, & u < u_{max} \\ u_{max}, & u \geq u_{max} \end{cases}$$

Dann lässt sich E_{kapp} in zwei Teilintegrale zerlegen:

$$E_{kapp} = \frac{1}{2} \rho \left(\int_0^{u_{max}} u^3 f(u) du + u_{max}^3 \int_{u_{max}}^{\infty} f(u) du \right)$$

Nimmt man auch hier eine Weibull-Verteilung für die Windgeschwindigkeit an, so lässt sich das zweite Integral explizit über eine Stammfunktion berechnen und das erste über eine Diskretisierung der Häufigkeitsverteilung approximieren. Zerlegt man für die Approximation das Intervall von 0 bis u_{max} in n gleich große Teilintervalle und wählt in jedem Teilintervall eine Stützstelle u_j , so ergibt sich insgesamt die folgende Näherungsformel für E_{kapp} :

$$E_{kapp} \approx \frac{1}{2} \rho \left(\frac{u_{max}}{n} \sum_{j=1}^n u_j^3 \frac{k}{A} \left(\frac{u_j}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u_j}{A}\right)^k} + u_{max}^3 e^{-\left(\frac{u_{max}}{A}\right)^k} \right)$$

Man erhält eine Approximation mit zu vernachlässigendem Fehler, wenn man Teilintervalle von etwa 0,1 m/s Breite und als Stützstellen u_j jeweils die Mitte dieser Teilintervalle wählt.

Dieser Ansatz wurde für den Windatlas Baden-Württemberg gewählt, mit $u_{\max} = 15 \text{ m/s}$ und einer Intervallbreite von genau $0,1 \text{ m/s}$. Daraus resultieren 150 Teilintervalle in der obigen Approximation. Damit lautet die Berechnungsvorschrift für E_{kapp} :

$$E_{kapp} \approx \frac{1}{2} \rho \left(0,1 \text{ m/s} \sum_{j=1}^{150} u_j^3 \frac{k}{A} \left(\frac{u_j}{A} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{u_j}{A} \right)^k} + (15 \text{ m/s})^3 e^{-\left(\frac{15 \text{ m/s}}{A} \right)^k} \right)$$

mit den Stützstellen

$$u_j = 0,05 \text{ m/s} + (j - 1) * 0,1 \text{ m/s} \quad \text{für } j = 1, \dots, 150$$

3.2.3 Umrechnung

Um eine Umrechnung der „gewohnten“ Parameter, wie beispielsweise der mittleren Windgeschwindigkeit, oder auch der in Baden-Württemberg bereits zuvor herangezogenen Brutto-Standortgüte durchzuführen, müssen gewisse Annahmen getroffen werden. Dies geschieht im Folgenden für diese Beispielstandorte mit den angegebenen Höhen über NN und k-Parametern:

Nr.	Standort	NN	k
1	Rheintal	111	1,89
2	Hochschwarzwald	1093	1,97
3	Ostalb	663	2,06
4	Hohenloher Ebene	395	1,95
5	Normstandort, Rayleigh, Standardluftdichte	0	2,00

Der k-Parameter der Weibull-Verteilung beschreibt die Häufigkeit der verschiedenen Windgeschwindigkeiten. Die Rayleigh-Verteilung beschreibt einen Sonderfall der Weibull-Verteilung mit einem k-Parameter von 2,0.

Alle Beispiele entsprechen den Standorten von tatsächlichen Messungen bzw. Windparks. Es ist anzumerken, dass die Parameter auch innerhalb der genannten Landschaftsräume spürbaren Schwankungen unterliegen. Für diese Standorte ergeben sich die folgenden Zusammenhänge zwischen mittleren Windgeschwindigkeiten und gekappten mittleren Windleistungsdichten für die Nabenhöhen 100 m, 140 m und 160 m:

Mittlere gekappte Windleistungsdichte in Abhängigkeit von der mittleren Windgeschwindigkeit in W/m ² , Kappung 15 m/s, 100m über Grund					
Windgeschwindigkeit in m/s	Standort				Normstandort: Rayleigh, Standardluftdichte
	Rheintal	Hochschwarzwald	Ostalb	Hohenloher Ebene	
5,0	152,2	132,8	132,7	143,6	145,8
5,1	161,3	140,8	140,8	152,2	154,6
5,2	170,7	149,0	149,1	161,1	163,7
5,3	180,4	157,6	157,7	170,3	173,2
5,4	190,3	166,4	166,7	179,8	182,9
5,5	200,6	175,5	175,9	189,6	193,0
5,6	211,1	184,9	185,4	199,7	203,3
5,7	221,9	194,5	195,2	210,1	214,0
5,8	233,0	204,4	205,3	220,7	224,9
5,9	244,3	214,5	215,6	231,6	236,1
6,0	255,8	224,9	226,3	242,7	247,6
6,1	267,6	235,5	237,1	254,1	259,3
6,2	279,6	246,3	248,3	265,7	271,3
6,3	291,8	257,3	259,6	277,5	283,6
6,4	304,2	268,5	271,2	289,5	296,0
6,5	316,8	279,9	283,1	301,7	308,7
6,6	329,6	291,5	295,1	314,2	321,6
6,7	342,5	303,2	307,3	326,7	334,7
6,8	355,5	315,1	319,7	339,5	348,0
6,9	368,7	327,2	332,3	352,3	361,4
7,0	382,0	339,4	345,1	365,4	375,0
7,1	395,4	351,7	358,0	378,5	388,7
7,2	409,0	364,1	371,0	391,7	402,6
7,3	422,6	376,6	384,2	405,1	416,6

Mittlere gekappte Windleistungsdichte in Abhängigkeit von der mittleren Windgeschwindigkeit in W/m ² , Kappung 15 m/s, 140m über Grund					
Windgeschwindigkeit in m/s	Standort				Normstandort: Rayleigh, Standardluftdichte
	Rheintal	Hochschwarzwald	Ostalb	Hohenloher Ebene	
5,0	151,6	132,3	132,2	143,0	145,8
5,1	160,7	140,2	140,2	151,6	154,6
5,2	170,0	148,5	148,5	160,5	163,7
5,3	179,7	157,0	157,1	169,7	173,2
5,4	189,6	165,8	166,0	179,1	182,9
5,5	199,8	174,8	175,2	188,9	193,0
5,6	210,3	184,2	184,7	198,9	203,3
5,7	221,1	193,8	194,5	209,3	214,0
5,8	232,1	203,6	204,5	219,8	224,9
5,9	243,3	213,7	214,8	230,7	236,1
6,0	254,8	224,0	225,4	241,8	247,6
6,1	266,6	234,6	236,2	253,1	259,3
6,2	278,5	245,3	247,3	264,6	271,3
6,3	290,7	256,3	258,6	276,4	283,6
6,4	303,0	267,5	270,2	288,4	296,0
6,5	315,6	278,8	281,9	300,6	308,7
6,6	328,3	290,4	293,9	312,9	321,6
6,7	341,1	302,1	306,1	325,5	334,7
6,8	354,1	313,9	318,5	338,1	348,0
6,9	367,3	325,9	331,0	351,0	361,4
7,0	380,5	338,0	343,7	363,9	375,0
7,1	393,9	350,3	356,6	377,0	388,7
7,2	407,4	362,6	369,5	390,2	402,6
7,3	420,9	375,1	382,7	403,5	416,6

Mittlere gekappte Windleistungsdichte in Abhängigkeit von der mittleren Windgeschwindigkeit in W/m ² , Kappung 15 m/s, 160m über Grund					
Windgeschwindigkeit in m/s	Standort				Normstandort: Rayleigh, Standardluftdichte
	Rheintal	Hochschwarzwald	Ostalb	Hohenloher Ebene	
5,0	151,3	132,0	131,9	142,7	145,8
5,1	160,4	139,9	139,9	151,3	154,6
5,2	169,7	148,2	148,2	160,2	163,7
5,3	179,3	156,7	156,8	169,3	173,2
5,4	189,2	165,5	165,7	178,8	182,9
5,5	199,4	174,5	174,9	188,5	193,0
5,6	209,9	183,8	184,3	198,6	203,3
5,7	220,6	193,4	194,1	208,9	214,0
5,8	231,6	203,2	204,1	219,4	224,9
5,9	242,9	213,3	214,4	230,2	236,1
6,0	254,3	223,6	224,9	241,3	247,6
6,1	266,1	234,1	235,8	252,6	259,3
6,2	278,0	244,8	246,8	264,1	271,3
6,3	290,1	255,8	258,1	275,9	283,6
6,4	302,5	266,9	269,6	287,8	296,0
6,5	315,0	278,3	281,4	300,0	308,7
6,6	327,6	289,8	293,4	312,3	321,6
6,7	340,5	301,5	305,5	324,8	334,7
6,8	353,5	313,3	317,9	337,5	348,0
6,9	366,6	325,3	330,4	350,3	361,4
7,0	379,8	337,4	343,0	363,2	375,0
7,1	393,1	349,6	355,9	376,3	388,7
7,2	406,6	361,9	368,8	389,5	402,6
7,3	420,1	374,4	381,9	402,7	416,6

An den Standorten Hochschwarzwald und Ostalb heben sich die Effekte der Luftdichte und der unterschiedlichen Geschwindigkeitsverteilungen weitgehend auf, im Übrigen werden die Unterschiede, die sich bei gleicher mittlerer Windgeschwindigkeit ergeben, deutlich. Gerade in den beiden genannten Landschaftsräumen variiert die Geschwindigkeitsverteilung räumlich erheblich.

Zuletzt eine Tabelle mit der Umrechnung der Brutto-Standortgüten in die jeweiligen Windgeschwindigkeiten für alle 3 gewählten WEA in 160 m Nabenhöhe am Normstandort.

160m Naben- höhe	Mittlere WG in m/s		
	Brutto- Stand- ortgüte	V126 3,3MW	V-150
100%	7,25	7,25	7,25
90%	6,77	6,74	6,78
80%	6,33	6,27	6,34
70%	5,90	5,82	5,90
65%	5,69	5,61	5,69
60%	5,48	5,39	5,48

3.3 Das Windpotenzial in Baden-Württemberg

Großräumig nimmt in Deutschland das Windpotenzial von Nord nach Süd ab, demnach herrscht in Baden-Württemberg ein vergleichsweise geringes Grundwindpotenzial. Gleichzeitig verfügt das Bundesland über eine komplexe Topographie, mit den bundesweit höchsten Höhenlagen und größten Höhenunterschieden im nicht-alpinen Bereich. Die höchste Erhebung ist der Feldberg im Schwarzwald mit 1.493 m ü.NN. Der tiefste Punkt findet sich mit 87 m ü.NN am Rheinufer, an der Grenze zu Hessen.

Die Geländekomplexität führt zu einer Vielzahl von verschiedenen Landschaftsräumen mit teilweise deutlich unterschiedlichen Kleinklimaten – nicht nur hinsichtlich der Windverhältnisse. So verfügen die Hochlagen des Schwarzwaldes beispielsweise, trotz des großräumig niedrigen Grundwindpotenzials, über ein Windangebot, dass durchaus mit dem im norddeutschen Küstenbereich vergleichbar ist.

Neben der orographischen Komplexität stellt der hohe Bewaldungsgrad einen wesentlichen Faktor für das Windklima dar. In waldreichen Regionen verschiebt sich das Windangebot in größere Höhen. Die Windzunahme mit der Höhe – der sogenannte Windgradient – ist hier gleichzeitig größer als an offenen, waldfreien Standorten. Dies führt, zusammen mit dem Grundwindpotenzial dazu, dass sich für die Windenergie nutzbare Windverhältnisse meist erst in größeren Höhen finden.

Vor diesem Hintergrund und aufgrund daraus resultierender Nabenhöhen wurde die Höhe 160 m als Basishöhe für die Beurteilung der Flächeneignung aufgrund der Windhöffigkeit durch den Fachbeirat Windkartierung ausgewählt. Alle folgenden Ausführungen beziehen sich auf diese Höhe.

Es folgt eine Beschreibung der verschiedenen Landschaftsräume

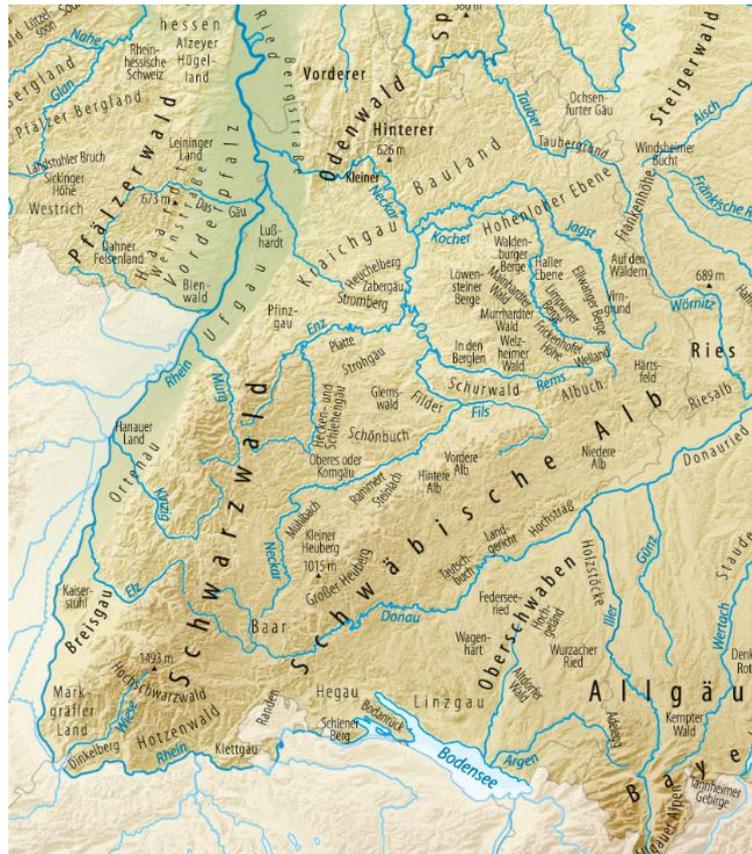


Abbildung 21, Landschaftsräume in Baden-Württemberg [39]

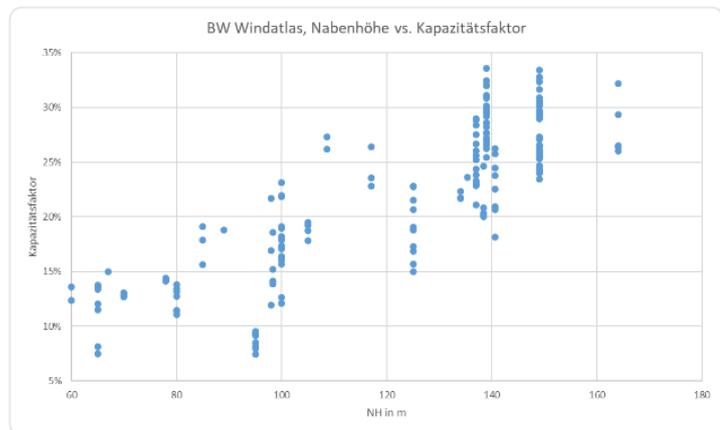


Abbildung 22, Nabenhöhe vs. Kapazitätsfaktor in Baden-Württemberg

und des zu erwartenden Windangebots. Die Gliederung orientiert sich hierbei an der Vorgehensweise im alten Windatlas.

3.3.1 Odenwald

Der Odenwald ist ein Mittelgebirge, das sich über die drei Bundesländer Hessen, Bayern und Baden-Württemberg erstreckt. Er ist im wesentlichen nord-südlich ausgerichtet, seine Westflanke steigt über etwa 65 km steil in einer sehr geradlinigen Abbruchkante aus dem Rheingraben empor. Die höchste Erhebung ist der Katzenbuckel mit 626 m ü.NN. Hingegen werden im Rheingraben keine 100 m ü.NN erreicht, die orographischen Dimensionen sind demnach erheblich. Wie alle Mittelgebirge in Baden-Württemberg weist der Odenwald einen hohen Bewaldungsanteil auf.

Erwartungsgemäß findet sich im Odenwald ein sehr differenziertes Windangebot, wobei nutzbare Windverhältnisse den Höhenlagen vorbehalten sind. Kleinräumig ergeben sich gekappte Windleistungsdichten von über 300 W/m², in den meisten Bereichen liegt das Windangebot deutlich darunter.

3.3.2 Hohenloher Ebene

Die Hohenloher Ebene ist eine flachhügelige Hochebene, die sich im Nordosten von Baden-Württemberg befindet. Sie erreicht großräumig Höhenlagen zwischen 300 und 400 m ü.NN. Vereinzelt werden über 500 m ü.NN erreicht. Die Ebene ist durch einige tief eingeschnittene Flusstäler zertalt, hier ist insbesondere das Taubertal zu nennen. Der Bewaldungsanteil ist deutlich geringer, als in vielen anderen Landesteilen. Im Bereich der Hohenloher Ebene sind eine ganze Anzahl von Windenergieanlagen in Betrieb, entsprechend stand für diese Region eine gute Validierungsdatenbasis zur Verfügung.

Das Windangebot der Hohenloher Ebene liegt großflächig oberhalb von etwa 220 bis 230 W/m², an den besten Punkten werden über 350 W/m² erreicht.



Abbildung 23, Windpark Harthäuser Wald [38]

3.3.3 Kraichgau

Die Hügellandschaft des Kraichgau liegt im nordwestlichen Baden-Württemberg und schließt sich südlich an den Odenwald an. Westlich grenzt das Kraichgau an den Rheingraben, südlich schließt sich der Schwarzwald an. Nach Osten markiert etwa die Linie Neckartal – Leintal – Eppingen - Mühlacker die Grenze des Landschaftsraums.

Höchste Erhebung ist der Burgberg der Burg Steinsheim mit 333 m ü.NN. Die Lage, eingefasst von deutlich höheren Mittelgebirgen im Norden und Süden, lässt keine hohen Windgeschwindigkeiten erwarten. Einzig die nach der Hauptwindrichtung Westen hin zum Rheingraben geöffnete Geländesituation wirkt sich leicht begünstigend aus. Es findet sich recht großräumig ein Windangebot um 250 W/m². Ein Windangebot mit mehr als 300 W/m² ist nur ganz vereinzelt vorzufinden.

3.3.4 Schwarzwald

Der Schwarzwald liegt im Südwesten Baden-Württembergs. Er ist das höchste und größte zusammenhängende Mittelgebirge Deutschlands und erreicht im Feldberg eine Höhenlage von 1.493 m ü.NN. Gleichzeitig sind, insbesondere aufgrund des direkt westlich vorgelagerten Oberrheingrabens, die orographischen Dimensionen – also die Höhenunterschiede – erheblich. Gleichzeitig ist der Schwarzwald, wie schon der Name vermuten lässt, großräumig und dicht bewaldet.

Er erstreckt sich von Nord nach Süd über eine Länge von ca. 150 km zwischen dem Kraichgau und dem Hochrhein. Die westöstliche Ausdehnung wächst von 30 km im Nordteil bis auf 50 km im Südteil an. Aufgrund dieser Ausdehnung, verbunden mit der erheblichen Komplexität, ist es angebracht, das Gebirge in eine ganze Anzahl von Teilnaturräumen zu gliedern. Aus windtechnischer Sicht soll eine Aufteilung in den Nordschwarzwald, den mittleren Schwarzwald und den Südschwarzwald genügen.

Nordschwarzwald und Südschwarzwald verfügen in den Höhenlagen über die besten Windverhältnisse des Bundeslandes Baden-Württemberg. Gleichzeitig ist, bedingt durch die hochkomplexe Landschaftsstruktur, auch das Windangebot entsprechend komplex, erhebliche Unterschiede im Windangebot auf kurze Entfernungen sind die Regel.

Der Nordschwarzwald ist der am geschlossenensten bewaldete Teil des Schwarzwaldes, der Waldanteil liegt bei 73 %. In der Hornisgrinde werden bis zu 1.163 m ü.NN erreicht.

Das Windangebot erreicht in den von der Anströmung her günstig gelegenen Höhenlagen recht durchgängig ein sehr hohes Potenzial von über 500 W/m^2 , teilweise werden 600 W/m^2 überschritten. Anzumerken ist aber auch – dies gilt auch für die übrigen Teile des Schwarzwaldes – dass die Höhenlage allein noch kein Garant für ein ausreichendes Windangebot ist. Ungünstig gelegene Höhenzüge verfügen teilweise über ein deutlich schlechteres Windangebot. Dies gilt selbstverständlich erst recht für die Tallagen.

Als mittlerer Schwarzwald wird gemeinhin die Region zwischen Renchtal im Norden und etwa der Linie Freiburg – Donaueschingen im Süden bezeichnet. Vom Renchtal bis zum Kinzigtal sind hier die Höhenlagen spürbar niedriger, als im übrigen Schwarzwald. Entsprechend finden sich nur wenige Bereiche mit geeigneter Windqualität. Auch in diesem Bereich weisen einige günstig gelegene Kuppen aber kleinräumig ein sehr hohes Windpotenzial mit mehr als 400 W/m^2 , teilweise sogar über 500 W/m^2 auf.

Südlich des Kinzigtals erreichen die Höhenlagen wieder über 1.000 m ü.NN. Entsprechend ist hier im Bereich der Hochlagen teilweise größerflächig ein sehr hohes Windangebot von mehr als 450 W/m^2 vorzufinden, in Spitzenlagen werden teilweise über 650 W/m^2 erreicht.

Dies setzt sich im Südschwarzwald fort. Hier werden rund um den Feldberg die größten Höhenlagen erreicht. Neben dem Feldberg erreichen auch Belchen und Herzogenhorn mehr als 1.400 m ü.NN, die hohen Gipfel sind nicht mehr bewaldet.

Hinsichtlich der Windqualität lassen sich die zuvor für den Südtteil des mittleren Schwarzwaldes gemachten Aussagen wiederholen, wobei die Spitzenwerte mit über 700 W/m^2 noch höher liegen.



Abbildung 24, Windenergieanlagen und Sendeturm auf der Hornisgrinde [36]

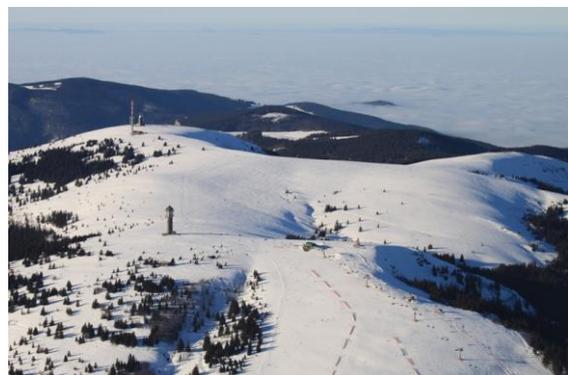


Abbildung 25, Feldberggipfel mit Oberreingraben aus der Luft [34]

3.3.5 Raum Stuttgart

Der Raum Stuttgart wird durch das Kraichgau, den Schwarzwald und die schwäbische Alb begrenzt. Das Gelände ist hügelig und erreicht durchaus Höhenlagen bis über 500 m ü.NN, ist aber dennoch durch die beiden genannten, deutlich höheren Mittelgebirge nach Süden und Westen abgeschottet. Insbesondere die Kuppen sind oft bewaldet.

Das Windangebot liegt westlich von Stuttgart in größeren Teilbereichen um die 240 W/m^2 . An einigen wenigen Stellen werden mehr als 300 W/m^2 erreicht. Östlich von Stuttgart sind nur noch vereinzelt mehr als 200 W/m^2 vorzufinden.

3.3.6 Schwäbische Alb

Die Schwäbische Alb ist, neben dem Schwarzwald, das zweite große Mittelgebirge in Baden-Württemberg. Es erstreckt sich in einer Länge von ca. 200 km von Südwest nach Nordost, zwischen dem Übergang zum Schwarzwald und dem Nördlinger Ries. Höchster Gipfel ist der Lemberg mit 1015 m ü.NN.

Besonders markant ist der teilweise bis zu 400 m hohe Steilabfall des Mittelgebirges nach Nordwesten, der sogenannte Albtrauf, der sich praktisch über die gesamte Alb erstreckt. In diesem Bereich, direkt am Albtrauf, finden sich auch viele der höchsten Erhebungen. Es schließt sich eine Landschaft mit oft hochflächenartigem Charakter an, die allerdings auch vielfach zertalt ist. Nach Süden fällt das Gelände zum Donautal deutlich sanfter ab.

Das beste Windangebot auf der Schwäbischen Alb findet sich erwartungsgemäß an den besonders exponiert gelegenen Bereichen entlang des Albtraufs. Hier werden über 350 W/m^2 und in Spitzenlagen über 500 W/m^2 erreicht.

Im Bereich der Hochfläche werden recht großräumig um die 250 W/m^2 erreicht, vornehmlich im Ostteil auch über 300 W/m^2 . Generell sind im Westteil durch den abschattenden Einfluss des vorgelagerten, deutlich höheren Schwarzwaldes, niedrigere Windverhältnisse zu beobachten als im Ostteil.



Abbildung 26, Windenergieanlage Ingersheim [37]

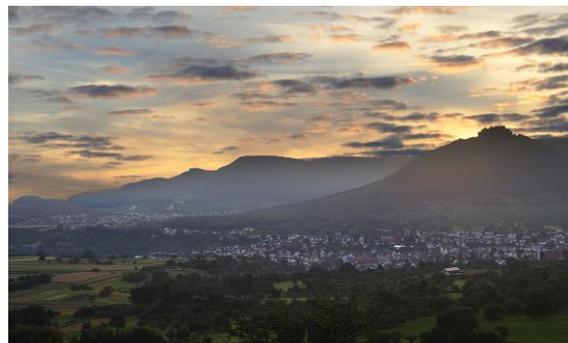


Abbildung 27, Albtrauf im Bereich der mittleren Schwäbischen Alb [35]

3.3.7 Oberrheingraben

Der Oberrheingraben, auch Oberrheinische Tiefebene, erstreckt sich von Basel im Süden bis nach Frankfurt im Norden. Er stellt einen tektonischen Grabenbruch dar und ist eine der größten geologischen Strukturen in Mitteleuropa.

Der Graben wird vom Rhein durchflossen, der Teil östlich des Rheins, zwischen Schweizer Grenze im Süden und der Grenze nach Hessen im Norden liegt in Baden-Württemberg. Hier wird auch die mit 87 m ü.NN tiefste Stelle des Bundeslandes erreicht.

Der Oberrheingraben nimmt klimatisch eine Sonderstellung ein, die sich natürlich auch auf das Windangebot niederschlägt. Er zählt zu den wärmsten Regionen Deutschlands. Dies ist dadurch bedingt, dass bei den häufigen Südwest-Wetterlagen Luftmassen aus dem westlichen Mittelmeerraum durch die Burgundische Pforte in den Graben strömen und einen Einfluss bis hin zum Frankfurter Becken geltend machen. Die flankierenden Mittelgebirge – Vogesen und Pfälzer Wald im Westen, Schwarzwald und Odenwald im Osten, bewirken eine starke Richtwirkung des Windes, der im Oberrheingraben fast immer parallel zum Grabenverlauf weht. Gleichzeitig üben die genannten Mittelgebirge einen starken, windabschattenden Einfluss aus. Dennoch kommt es durch die Richtwirkung an Engstellen des Grabens teilweise zu – wenngleich sehr abgeschwächten – „Düsen“-effekten, die zu einem verbesserten Windangebot führen. Positiv wirkt sich auch die geringe Höhenlage und die damit höhere Luftdichte, verglichen mit den übrigen Landesteilen aus. So finden sich im Oberrheingraben durchaus Bereiche mit geeignetem Windangebot um die 250 W/m². An günstigen Stellen werden auch mehr als 300 W/m² erreicht, auf den Kuppen des Kaiserstuhls kleinräumig über 350 W/m².

3.3.8 Oberschwaben/Allgäu

Oberschwaben und der in Baden-Württemberg gelegene Teil des Allgäus markieren den südöstlichsten Teil des Bundeslandes. Die Region erstreckt sich von der Donau nach Süden und vom Bodensee nach Nordosten bis zur Landesgrenze. Das Gebiet ist dem Alpenvorland zuzuordnen.

Während die Beckenlage des Bodensees für die Windenergienutzung ungeeignet ist, weist der Südostteil (Allgäu) nicht nur deutlich größere Höhenlagen, sondern auch großflächig ein Windangebot von über 250 W/m² auf. Auch Bereiche mit einem Windangebot oberhalb von etwa 300 W/m² kommen hier häufiger vor. Im südöstlichsten, bereits voralpin geprägten Gebirgsbereich werden auf dem über 1.100 m ü NN gelegenen Schwarzen Grat sogar über 500 W/m² erreicht.

3.4 Immissionsschutz - Restriktionen

3.4.1 Schallemissionen

Aufgrund der von Windenergieanlagen ausgehenden Schallemissionen sind Schutzabstände zur Wohnbebauung einzuhalten, die gewährleisten, dass die in der TA Lärm [10] für unterschiedliche Nutzungen festgelegten Immissionsrichtwerte sicher eingehalten werden. Die sich hieraus ergebenden konkreten Abstände unterscheiden sich, abhängig von dem gewählten Anlagentyp, der Anzahl und der genauen Aufstellung, sowie der Art der Wohnbebauung (allgemeines Wohngebiet, reines Wohngebiet, Dorf- Mischgebiet, Außenbereich etc.). Da Windkraftanlagen sowohl tags als auch nachts in Betrieb sein können, müssen sie üblicherweise die strengeren Nachtrichtwerte der TA Lärm einhalten. Diese sind für ein reines Wohngebiet 35 dB(A) und für ein allgemeines Wohngebiet 40 dB(A). In jedem Genehmigungsverfahren sind entsprechende Immissionsprognosen obligatorisch. Außerdem werden nach Inbetriebnahme der Anlagen oftmals Messungen durchgeführt. Bei allen heute marktgängigen Anlagen besteht die Möglichkeit von leistungs- und schallreduzierten Betriebsweisen mit geringeren Emissionspegeln. Diese kommen bei Bedarf, hauptsächlich zur besonders schutzwürdigen Nachtzeit, zum Einsatz.

Die Emissionspegel der Anlagen haben sich über die Jahre kaum verändert, der zunehmenden Größe steht eine Vielzahl technischer Verbesserungen gegenüber.

3.4.2 Schattenwurf

Bei klarem Himmel wird durch die Rotoren tagsüber ein bewegter Schatten erzeugt. Dies kann insbesondere in geschlossenen Räumen durch rhythmische Hell-Dunkel Effekte zu Belästigungen führen. Der mögliche Schattenwurfbereich nimmt mit der Größe der Anlagen und der Rotorblätter zu und kann, je nach Himmelsrichtung, mehr als einen Kilometer erreichen.

Der Schattenwurf auf Wohnhäuser darf täglich 30 Minuten und jährlich 8 Stunden nicht überschreiten. Alle auf dem Markt befindlichen Anlagen verfügen über technische Vorrichtungen, die bei möglichem Schattenwurf oberhalb dieser Begrenzung die Windenergieanlagen stillsetzen. Diese Zeiträume sind über das Jahr gesehen meist sehr kurz, zudem ist Sonnenschein bei Wetterlagen mit starkem Wind selten.

Die Erstellung von unabhängigen Schattenwurfgutachten und die Regelung notwendiger Abschaltzeiten sind Bestandteil jedes Genehmigungsverfahrens für Windenergieanlagen.

4 Quellenangaben

- [1] Expertenworkshop Implementierung eines Windatlas im Umweltbundesamt, Umweltbundesamt FG Erneuerbare Energien, 15.03.2018, Berlin.
- [2] Erarbeitung einer Roadmap zur Erstellung eines Windatlanten, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Abschlussworkshop 03.11.2016, Berlin.
- [3] Windpotenzialstudie Saarland, u.a. Endbericht vom 18.02.2011, AL-PRO im Auftrag des Saarländisches Ministeriums für Umwelt, Energie und Verkehr.
- [4] <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2018/nettostromerzeugung-2018.html>, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 03.01.2019.
- [5] European Wind Atlas (1989); Nils G. Mortensen, Ib Troen, Erich Lundtang Pertersen. Risø National Laboratory. Denmark.
- [6] Global Windmapping Service (GWS®) (2009); Dipl. Geogr. Jasmin Diers, Dipl.- Inf. Carsten Albrecht; Poster-Präsentation auf der EWEC 2009 in Marseille (Frankreich).
- [7] Technische Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 5: Bestimmung und Anwendung des Referenzertrages, Revision 7, 01.01.2017; Fördergesellschaft Windenergie e.V.
- [8] Technische Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 6: Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen, Revision 10, 26.10.2017; Fördergesellschaft Windenergie e.V.
- [9] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017), Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 2 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.
- [10] Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm – TA Lärm) vom Bundeskabinett am 11.08.1998 beschlossene Fassung.
- [11] A statistical-dynamical downscaling procedure for global climate simulations (1995); Frey-Buness, D. Heimann, R. Sausen - Theoretical and Applied Climatology 50, p. 117 - 131.
- [12] AnemoScope – Wind Energy Simulation Toolkit, Version 1.5.10, Build 1. May 2007, Canadian Hydraulics Center / National Research Council.
- [13] The Canadian MC2: A Semi-Lagrangian, Semi-Implicit Wideband Atmospheric Model Suited for Finescale Process Studies and Simulation (1997); Robert Benoit, Michel Desgagné, Pierre Pellerin, Simon Pellerin, and Yves Chartier, Recherche en Prévision Numérique, Environment Canada, Dorval, Québec, Canada.
- [14] METEODYN WT 6.x, 2018, Meteodyn, Frankreich.
- [15] The NCEP/NCAR 40-Year Reanalysis Project (1996); E. Kalnaya, M. Kanamitsua, R. Kistlera, W. Collinsa, D. Deavena, L. Gandina, M. Iredella, S. Sahaa, G. Whitea, J. Woollena, Y. Zhua, A. Leetmaa, R. Reynolds, M. Chelliah, W. Ebisuzakib,

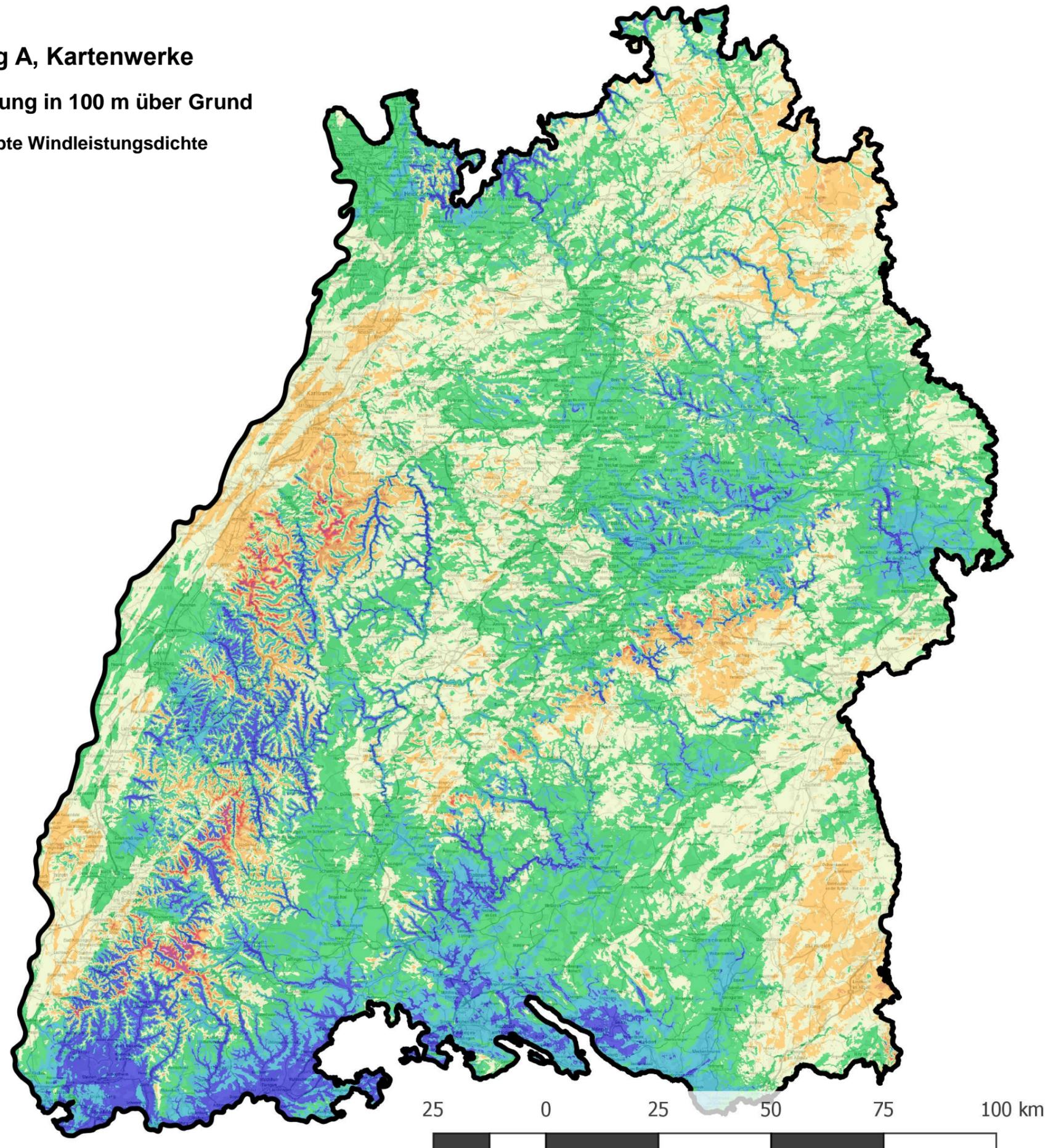
- W. Higginsb, J. Janowiakb, K.C. Mob, C. Ropelewskib, J. Wangb, Roy Jenne, and Dennis Joseph; Bulletin of the American Meteorological Society.
- [16] EMD-ConWx Europe, EMD International A/S, ConWx intelligent Forecasting Systems, 2013, Denmark.
- [17] IWET (jetzt BDB) Windindex, Betreiberdatenbasis, Enveco GmbH, Münster.
- [18] Anmerkungen zum Iwet-Index; Erneuerbare Energien, Oktober 2007, Herbert Schwartz, anemos-jacob GmbH.
- [19] Die Windjahre 2007 und 2008; AL-PRO, Dr. R. Pauen; Wind Energy Market 2009, Bundesverband Windenergie e.V., Berlin, 2009.
- [20] Das Windjahr 2010, C. Albrecht, Wind Energy Market 2011, Bundesverband Windenergie e.V., Berlin, 2011.
- [21] GWS[®], Global Windmapping Service; AL-PRO, 2007 (s. a. <http://www.gws-alpro.com>).
- [22] The shuttle radar topography mission—a new class of digital elevation models acquired by spaceborne radar (2002); Bernhard Rabus, Michael Eineder, Achim Roth and Richard Bamler; German Aerospace Center (DLR), Oberpfaffenhofen, Wessling, Germany.
- [23] Copernicus Land Monitoring Service, CORINE Land Cover (CLC2012) und Tree Cover density, land.copernicus.eu.
- [24] Comparing WAsP and CFD wind resource estimates for the "regular" user, Rui Pereira, Ricardo Guedes, C. Silva Santos, Megajoule Inovacao Lda, Engineering Institute of Porto.
- [25] A new wind atlas for the region "Provence-Alpes-Cote d'Azur", Didier Delaunay, Sebasitien Louineau, Emmanuel Buisson, Tristan Clarenc, Meteodyn, Numtech, EWEC 2009, Bruxelles.
- [26] Wind farm production assessment in forested and complex terrain, Didier Delaunay, Aurelien Chantelot, T. Clarenc, D. Koulibaly, European Wind energy Conference, Milan 2007.
- [27] Wind resource assessment in forested and complex terrain, Didier Delaunay, Aurelien Chantelot, T. Clarenc, D. Koulibaly, European Wind energy Conference, Athens 2006.
- [28] Integration of atmospheric stability in wind power assessment through CFD modeling, Oliver Texier, Tristan Clarenc, Celine Bezault, Nicolas Girard, Johan Degelder, Maja Eolis, European Wind energy Conference, Warsaw 2010.
- [29] Use of high resolution roughness data for wind modeling in forested area, Tristan Clarenc, Nicolas Girard, Maja Eolis, American Wind energy Conference, Warsaw 2010.
- [30] Meteodyn WT: Site Assesment on complex terrain, Aurelien Chantelot, Tristan Clarenc, Laura Corrochano, Mar Alegre, Meteodyn, Gamesa, 2008.
- [31] Simulated Computation of Complex Environment Wind Farm, Zhu Mingliang, Chinese Wind Energy Conference, Beijing 2010.

- [32] Validation of meteodyn WT on a Hebei Province Wind Farm Project (China), Tristan Clarenc, Wu Jian, Karim Fahssis Meteodyn, 2009.
- [33] IEC 61400-1, first edition: Wind turbines – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, 2005.
- [34] https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/8/82/Reiselfingen_Feldberg.JPG, MaHa2306 [CC BY-SA 3.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by-sa/3.0/>)].
- [35] https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/a/a3/Albtrauf_Sonnenaufgang_Mittlere-Schwaebische-Alb.jpg, Ustill [CC BY-SA 3.0 de (<https://creativecommons.org/licenses/by-sa/3.0/de/deed.en>)].
- [36] <https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/b/b7/SenderHornisgrinde01.jpg>, Norbert Hüttisch, Karlsruhe [CC BY-SA 3.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by-sa/3.0/>)].
- [37] https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/5/52/E82_Ingersheim_06052012.JPG, Zonk43 [CC0].
- [38] https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/e/e9/Windpark_Harth%C3%A4user_Wald.png, Matze1893turski [CC BY-SA 4.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>)].
- [39] https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/d/d5/BW_Landschaften.png, NordNordWest, shading by Lencer [CC BY-SA 3.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by-sa/3.0/>)].

5 Anhang A, Kartenwerke

5.1 Kartierung in 100 m über Grund

5.1.1 Gekappte Windleistungsdichte

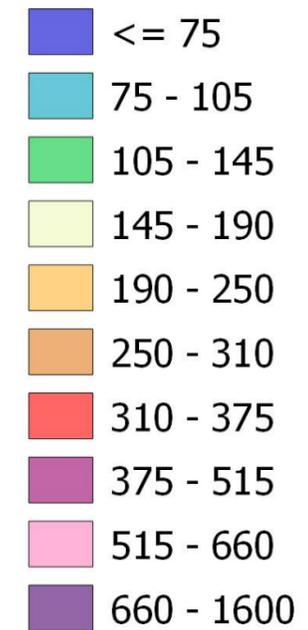


Windatlas Baden-Württemberg 2019

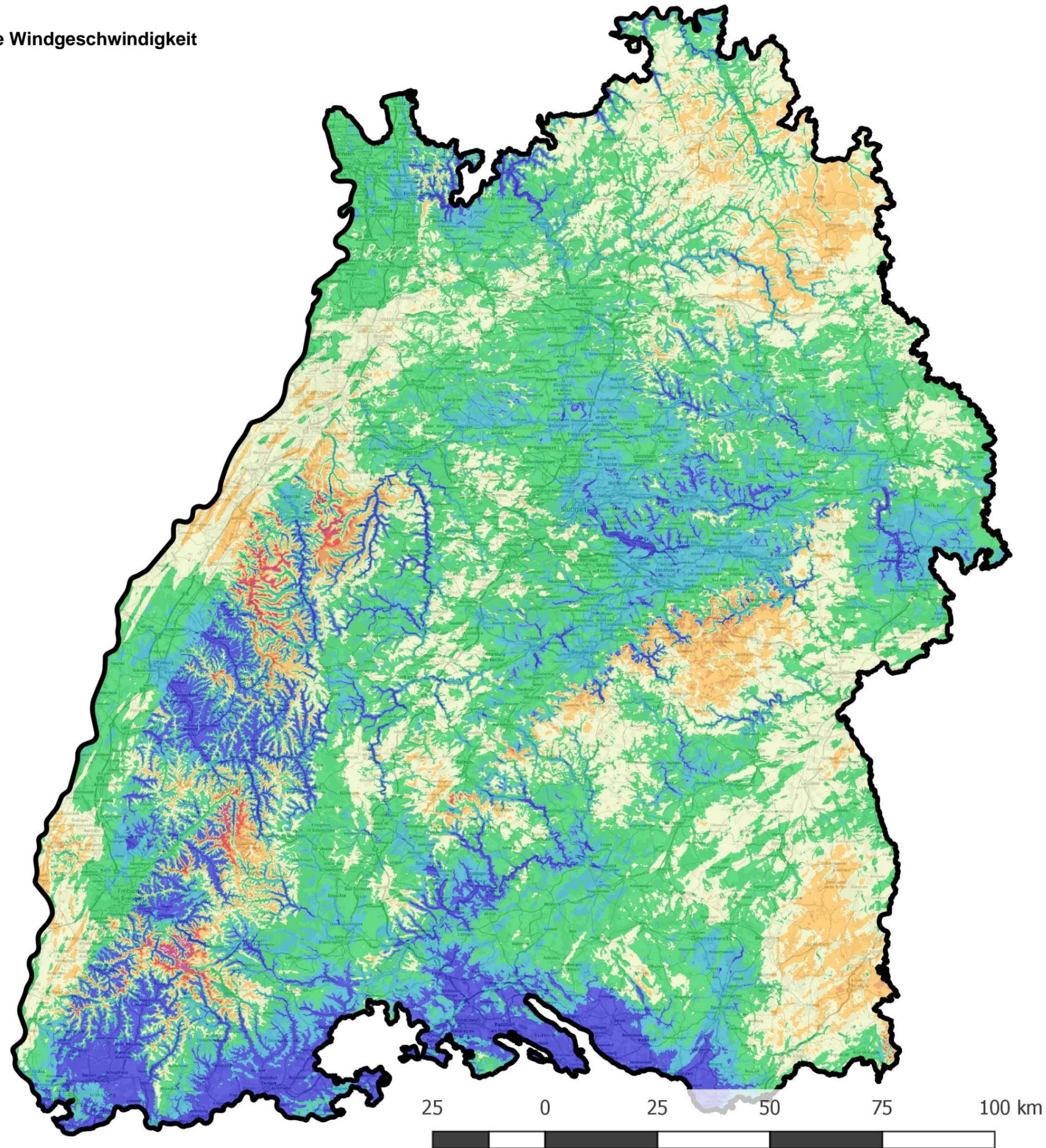
Mittlere gekappte
Windleistungsdichte
in W/m^2

Höhe 100 m über Grund

Legende



5.1.2 Mittlere Windgeschwindigkeit



Windatlas Baden-Württemberg 2019

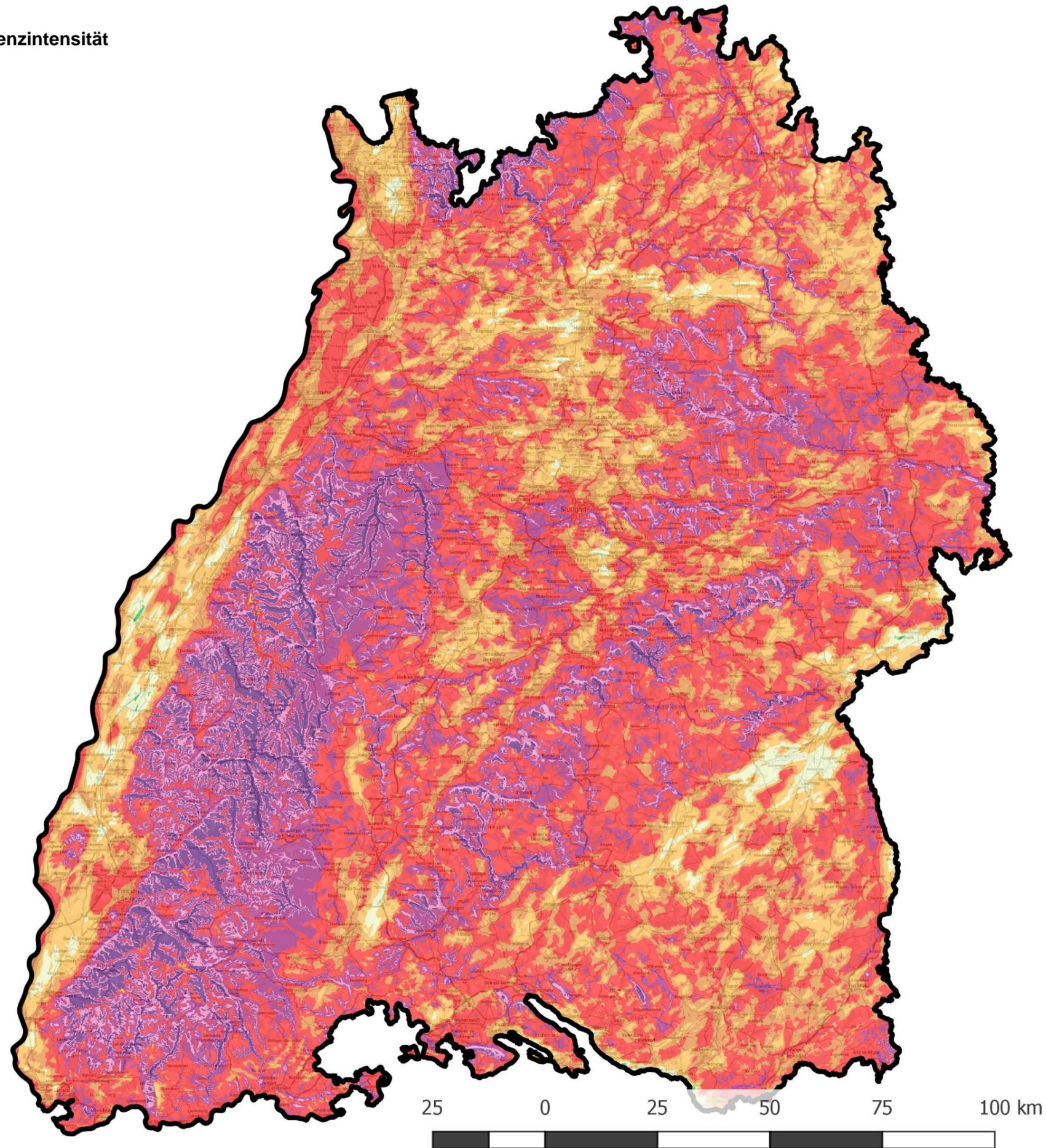
Mittlere Windgeschwindigkeit
in m/s

Höhe 100 m über Grund

Legende

-  ≤ 4
-  4 - 4.5
-  4.5 - 5
-  5 - 5.5
-  5.5 - 6
-  6 - 6.5
-  6.5 - 7
-  7 - 8
-  8 - 9
-  9 - 20

5.1.3 Turbulenzintensität



Windatlas
Baden-Württemberg
2019

Mittlere meteorologische
Umgebungsturbulenz

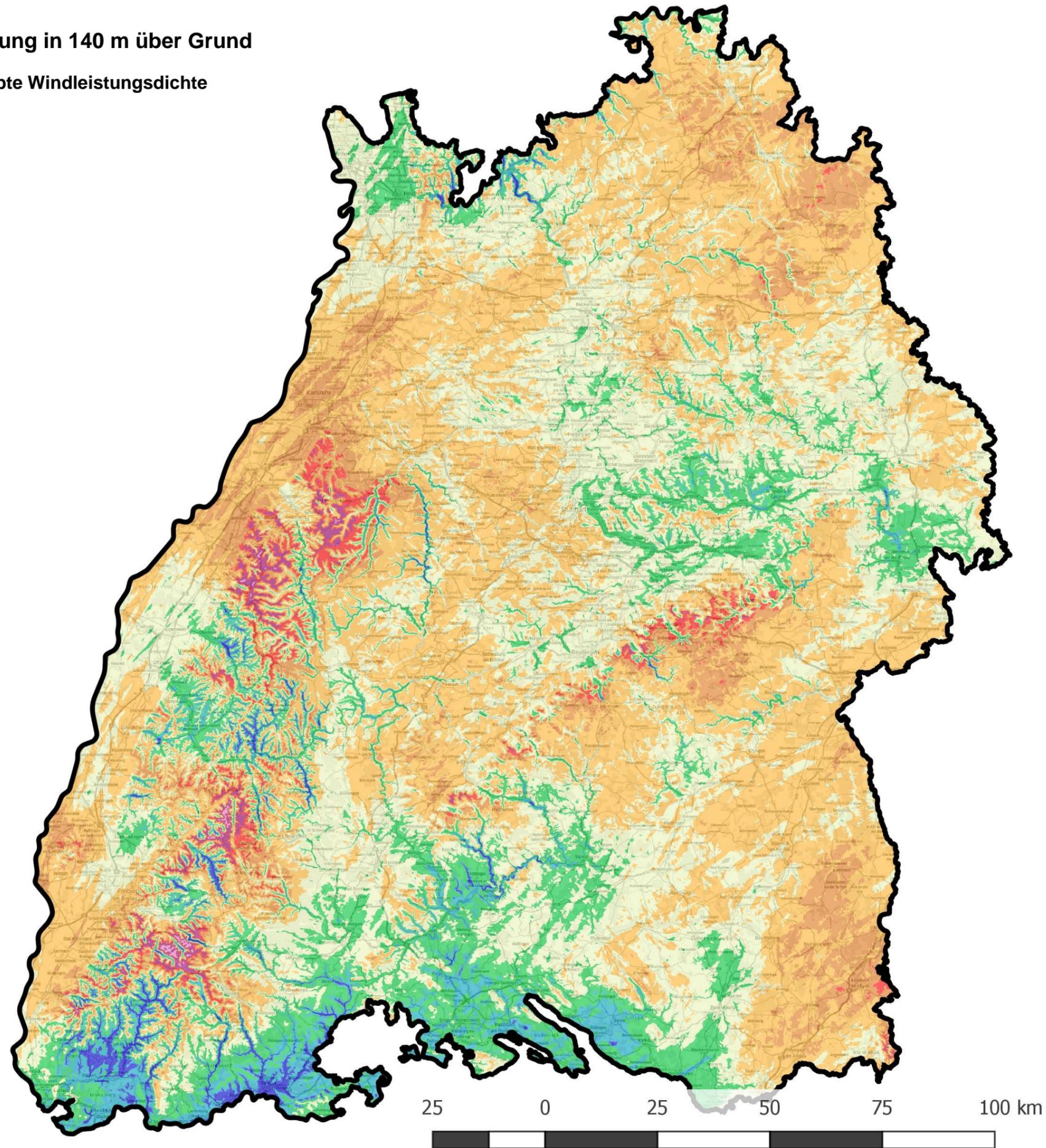
Höhe 100 m über Grund

Legende

-  ≤ 0.1
-  0.1 - 0.12
-  0.12 - 0.14
-  0.14 - 0.16
-  0.16 - 0.18
-  0.18 - 0.2
-  0.2 - 0.25
-  0.25 - 0.3
-  0.3 - 0.35
-  0.35 - 1

5.2 Kartierung in 140 m über Grund

5.2.1 Gekappte Windleistungsdichte



Windatlas Baden-Württemberg 2019

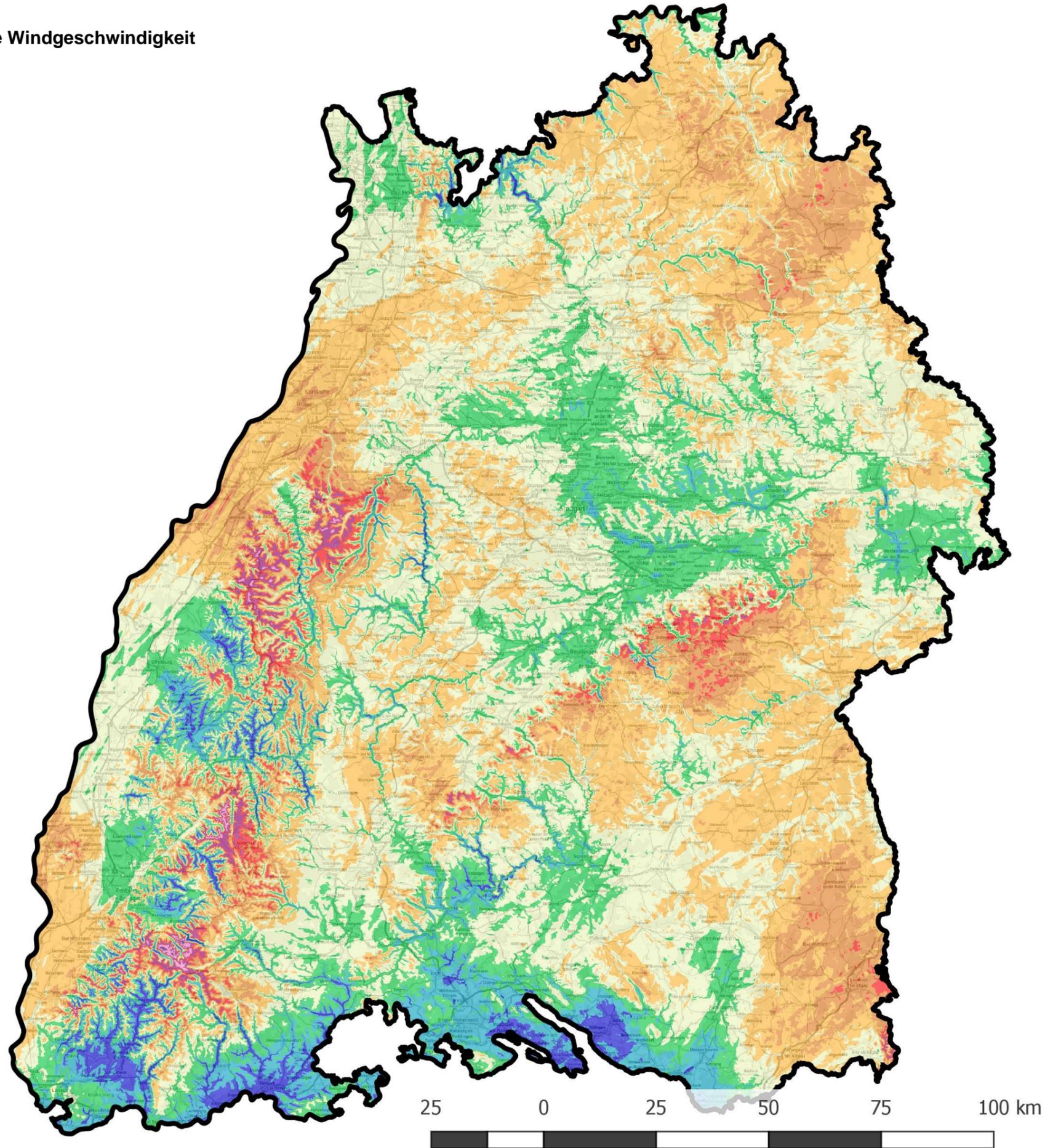
Mittlere gekappte
Windleistungsdichte
in W/m^2

Höhe 140 m über Grund

Legende

	≤ 75
	75 - 105
	105 - 145
	145 - 190
	190 - 250
	250 - 310
	310 - 375
	375 - 515
	515 - 660
	660 - 1600

5.2.2 Mittlere Windgeschwindigkeit



Windatlas
Baden-Württemberg
2019

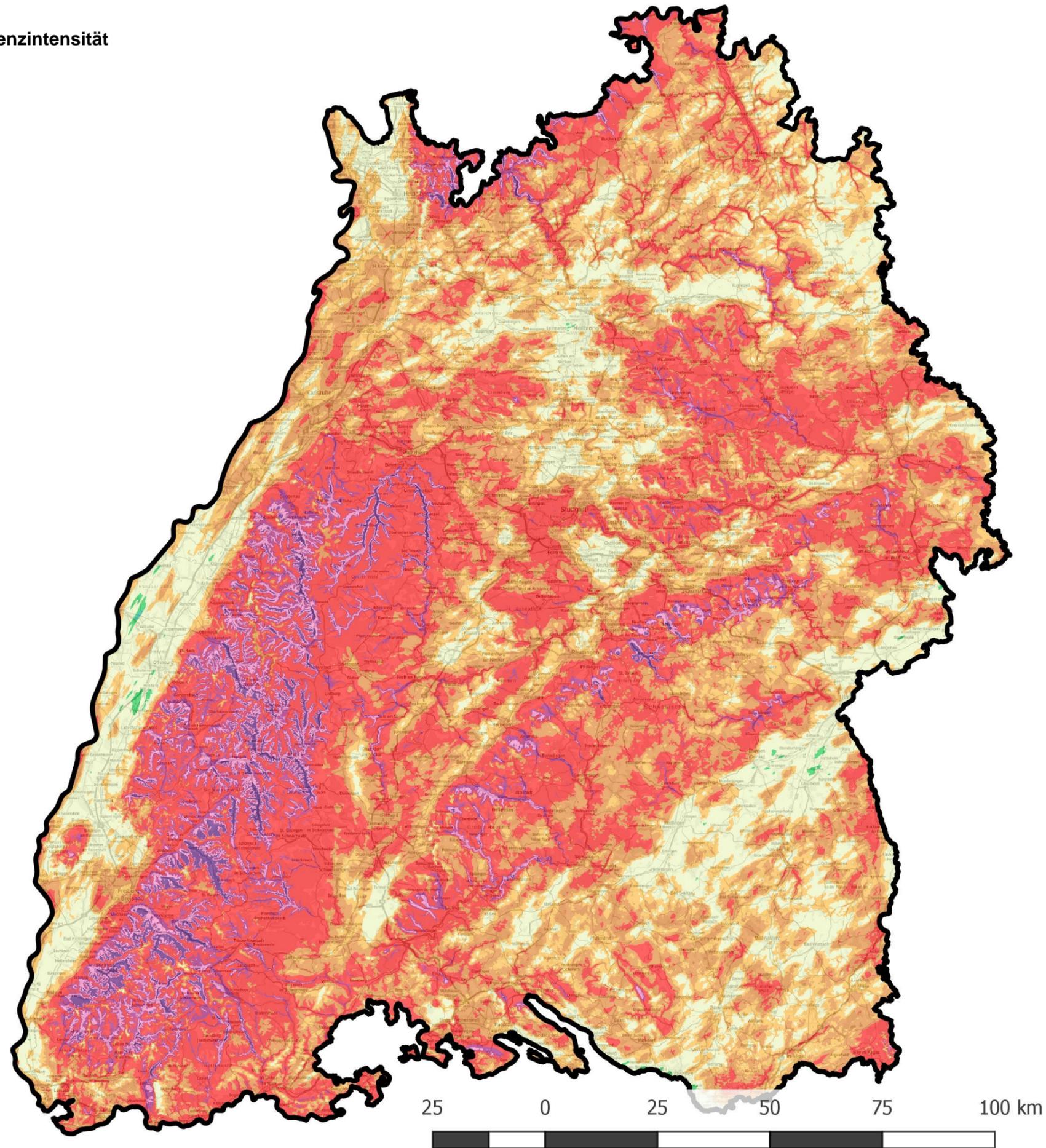
Mittlere Windgeschwindigkeit
in m/s

Höhe 140 m über Grund

Legende

-  <= 4
-  4 - 4.5
-  4.5 - 5
-  5 - 5.5
-  5.5 - 6
-  6 - 6.5
-  6.5 - 7
-  7 - 8
-  8 - 9
-  9 - 20

5.2.3 Turbulenzintensität



Windatlas
Baden-Württemberg
2019

Mittlere meteorologische
Umgebungsturbulenz

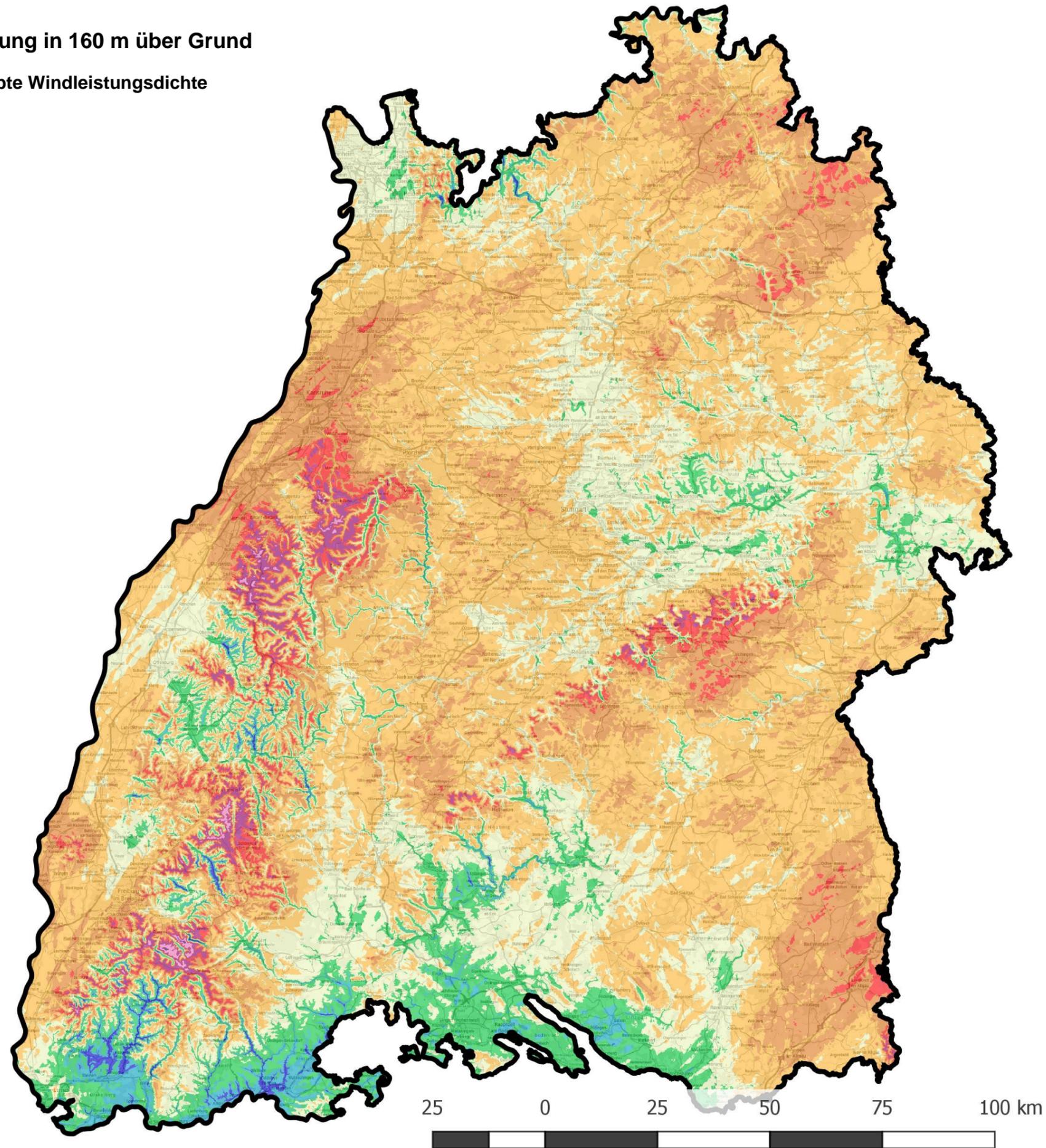
Höhe 140 m über Grund

Legende

-  ≤ 0.1
-  0.1 - 0.12
-  0.12 - 0.14
-  0.14 - 0.16
-  0.16 - 0.18
-  0.18 - 0.2
-  0.2 - 0.25
-  0.25 - 0.3
-  0.3 - 0.35
-  0.35 - 1

5.3 Kartierung in 160 m über Grund

5.3.1 Gekappte Windleistungsdichte



Windatlas Baden-Württemberg 2019

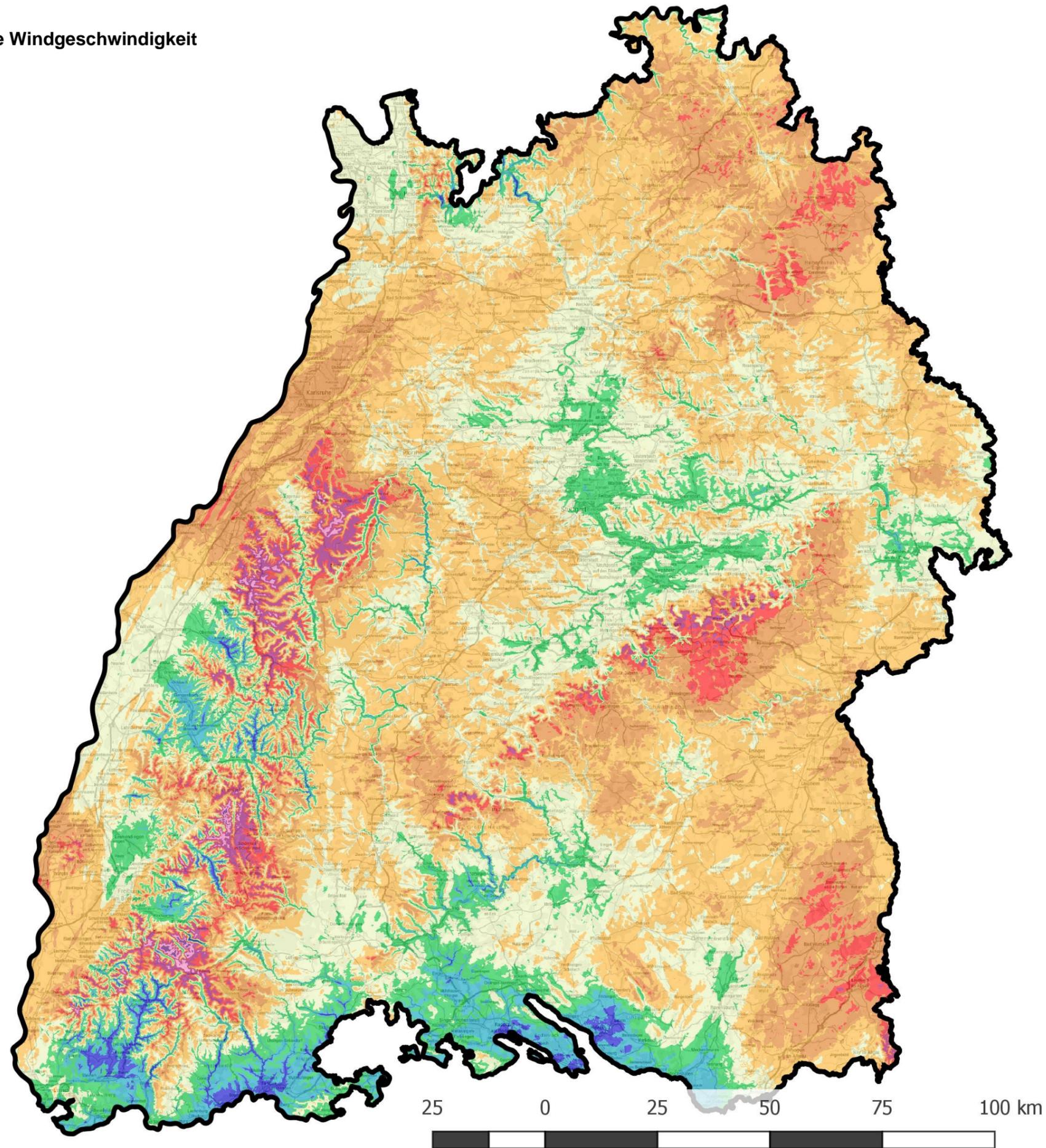
Mittlere gekappte
Windleistungsdichte
in W/m^2

Höhe 160 m über Grund

Legende

	≤ 75
	75 - 105
	105 - 145
	145 - 190
	190 - 250
	250 - 310
	310 - 375
	375 - 515
	515 - 660
	660 - 1600

5.3.2 Mittlere Windgeschwindigkeit



Windatlas Baden-Württemberg 2019

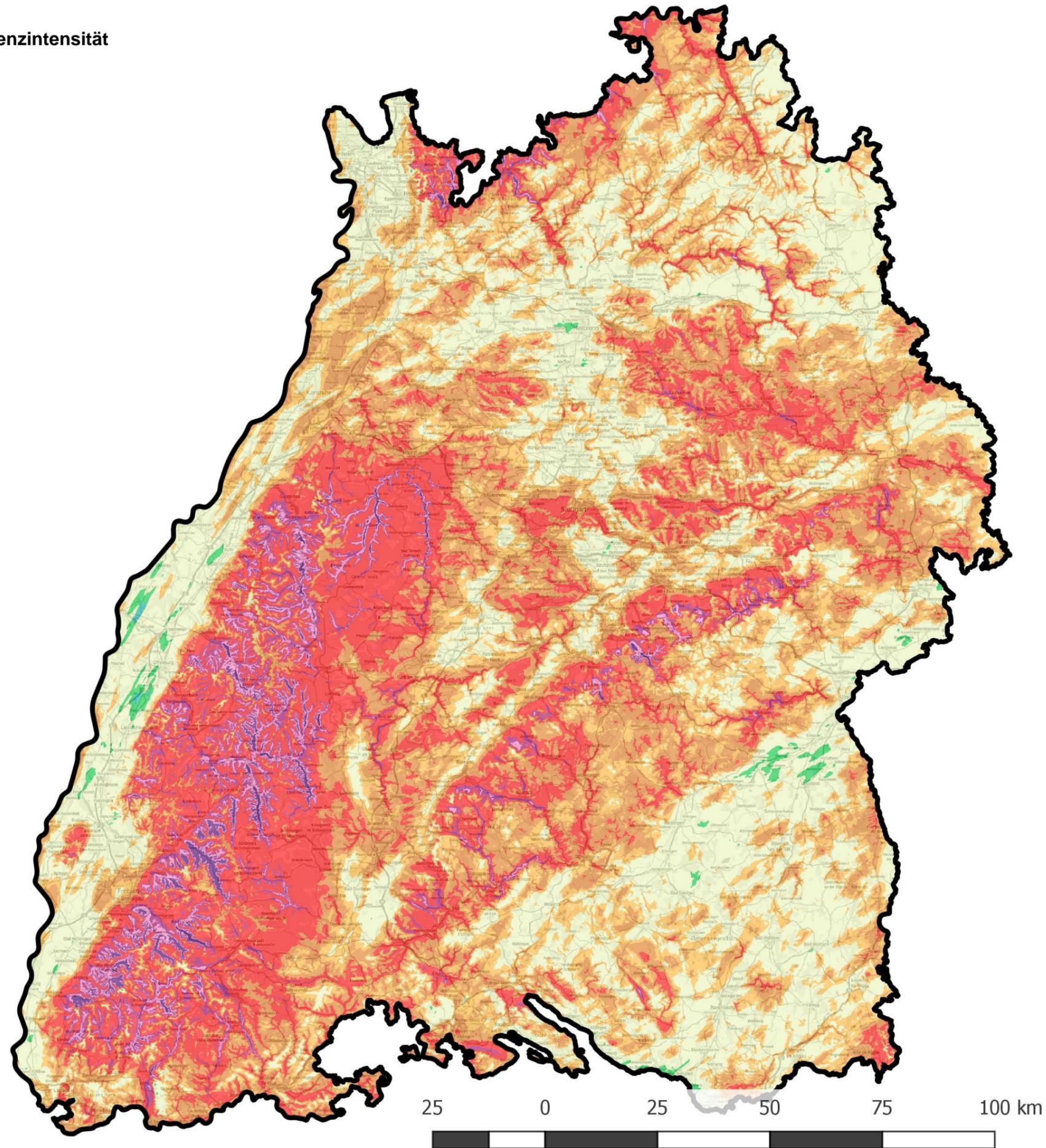
Mittlere Windgeschwindigkeit
in m/s

Höhe 160 m über Grund

Legende

-  ≤ 4
-  4 - 4.5
-  4.5 - 5
-  5 - 5.5
-  5.5 - 6
-  6 - 6.5
-  6.5 - 7
-  7 - 8
-  8 - 9
-  9 - 20

5.3.3 Turbulenzintensität



Windatlas Baden-Württemberg 2019

Mittlere meteorologische
Umgebungsturbulenz

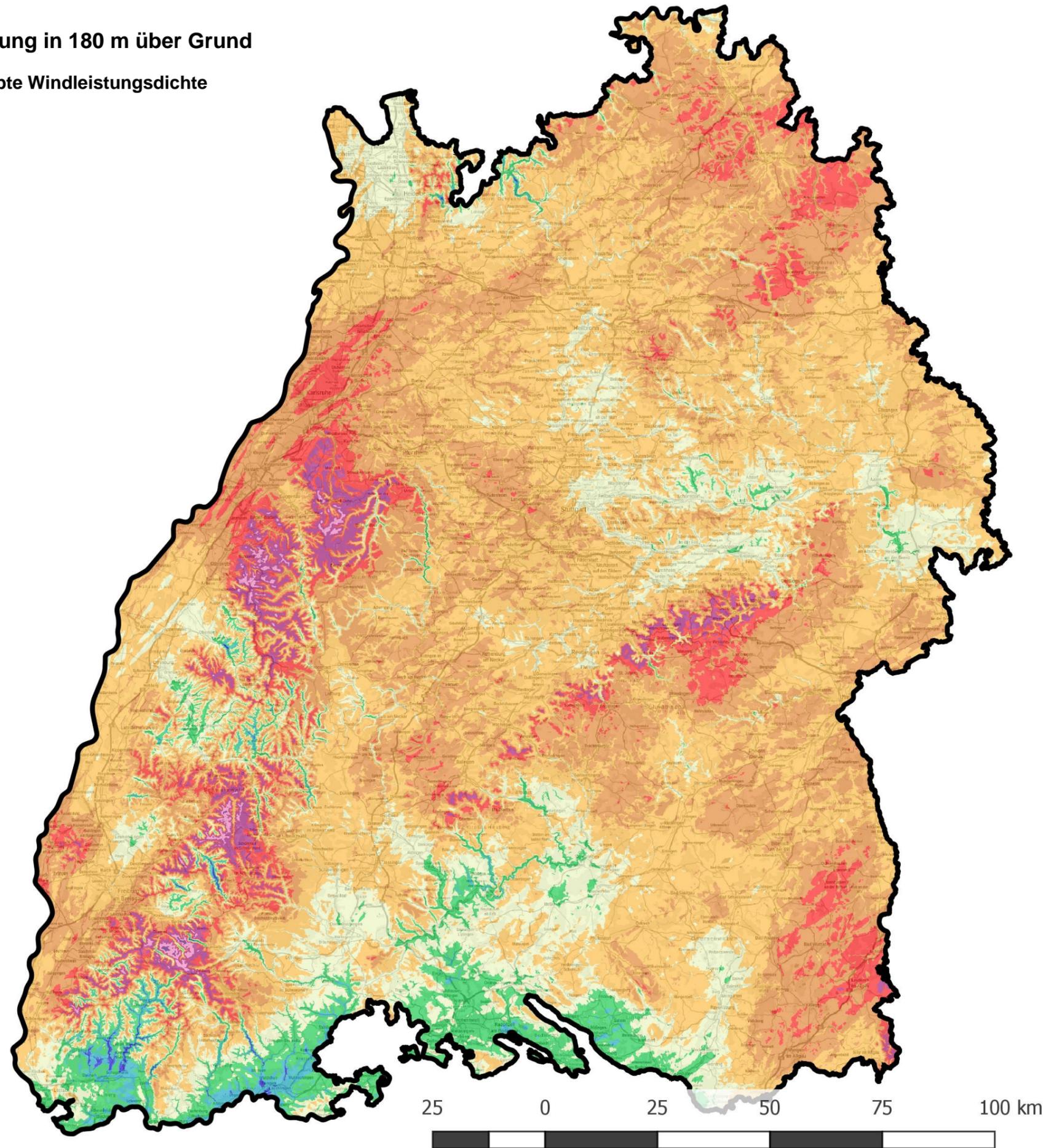
Höhe 160 m über Grund

Legende

-  ≤ 0.1
-  0.1 - 0.12
-  0.12 - 0.14
-  0.14 - 0.16
-  0.16 - 0.18
-  0.18 - 0.2
-  0.2 - 0.25
-  0.25 - 0.3
-  0.3 - 0.35
-  0.35 - 1

5.4 Kartierung in 180 m über Grund

5.4.1 Gekappte Windleistungsdichte

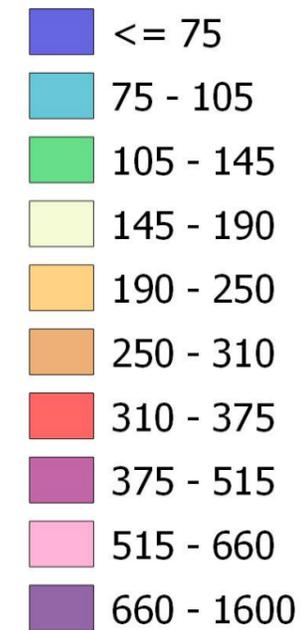


Windatlas Baden-Württemberg 2019

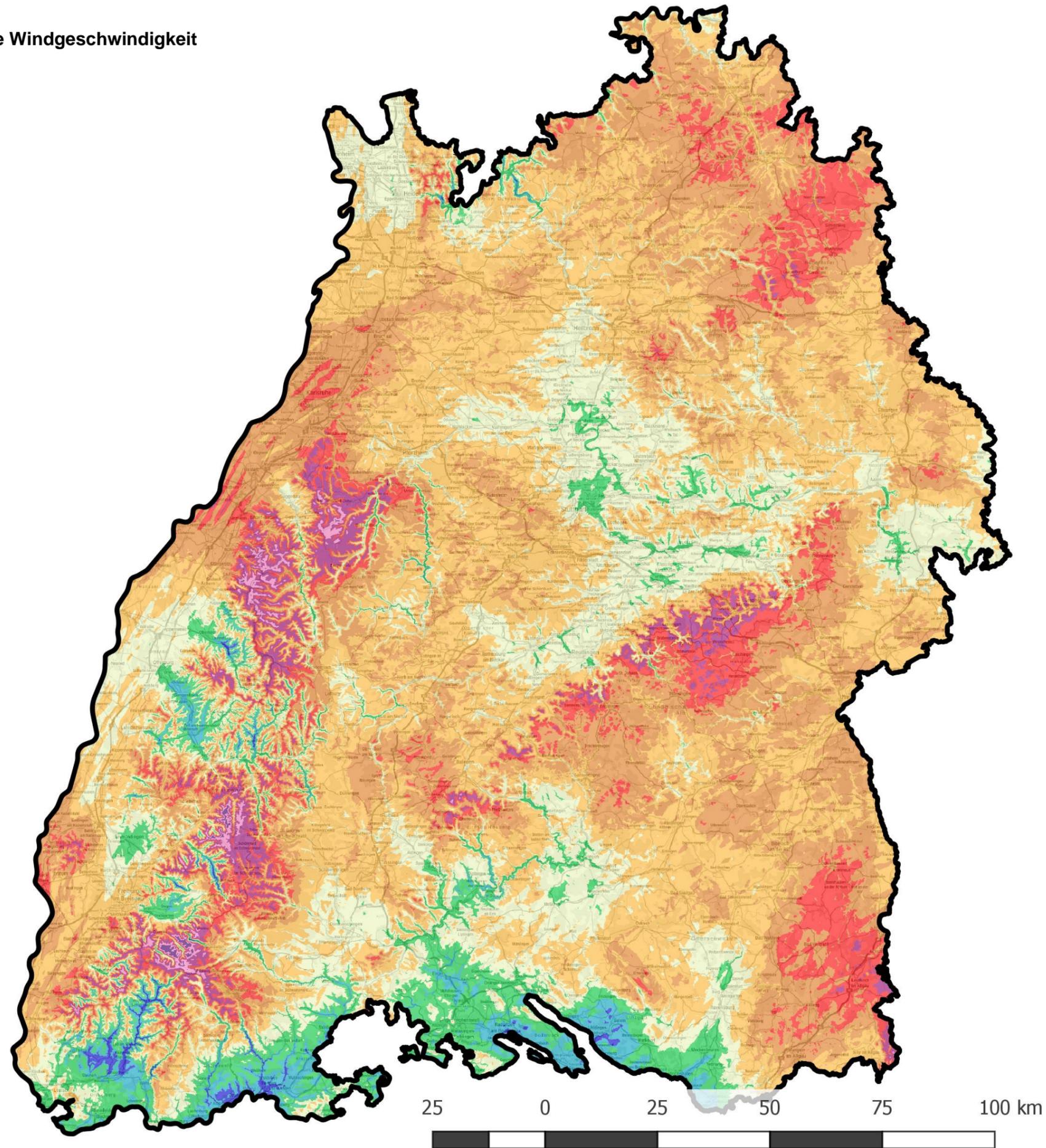
Mittlere gekappte
Windleistungsdichte
in W/m^2

Höhe 180 m über Grund

Legende



5.4.2 Mittlere Windgeschwindigkeit



Windatlas Baden-Württemberg 2019

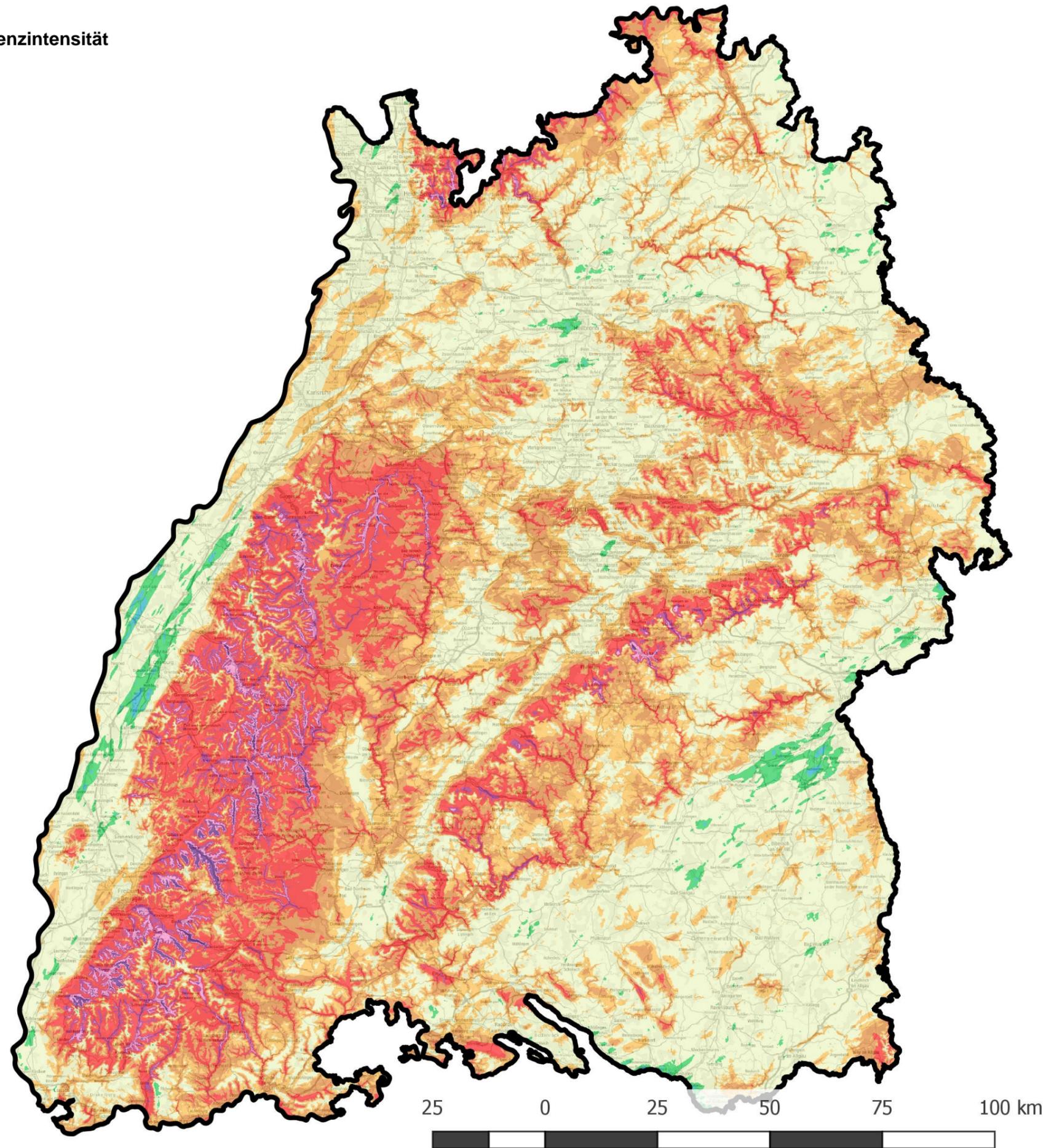
Mittlere Windgeschwindigkeit
in m/s

Höhe 180 m über Grund

Legende

	<= 4
	4 - 4.5
	4.5 - 5
	5 - 5.5
	5.5 - 6
	6 - 6.5
	6.5 - 7
	7 - 8
	8 - 9
	9 - 20

5.4.3 Turbulenzintensität



Windatlas Baden-Württemberg 2019

Mittlere meteorologische
Umgebungsturbulenz

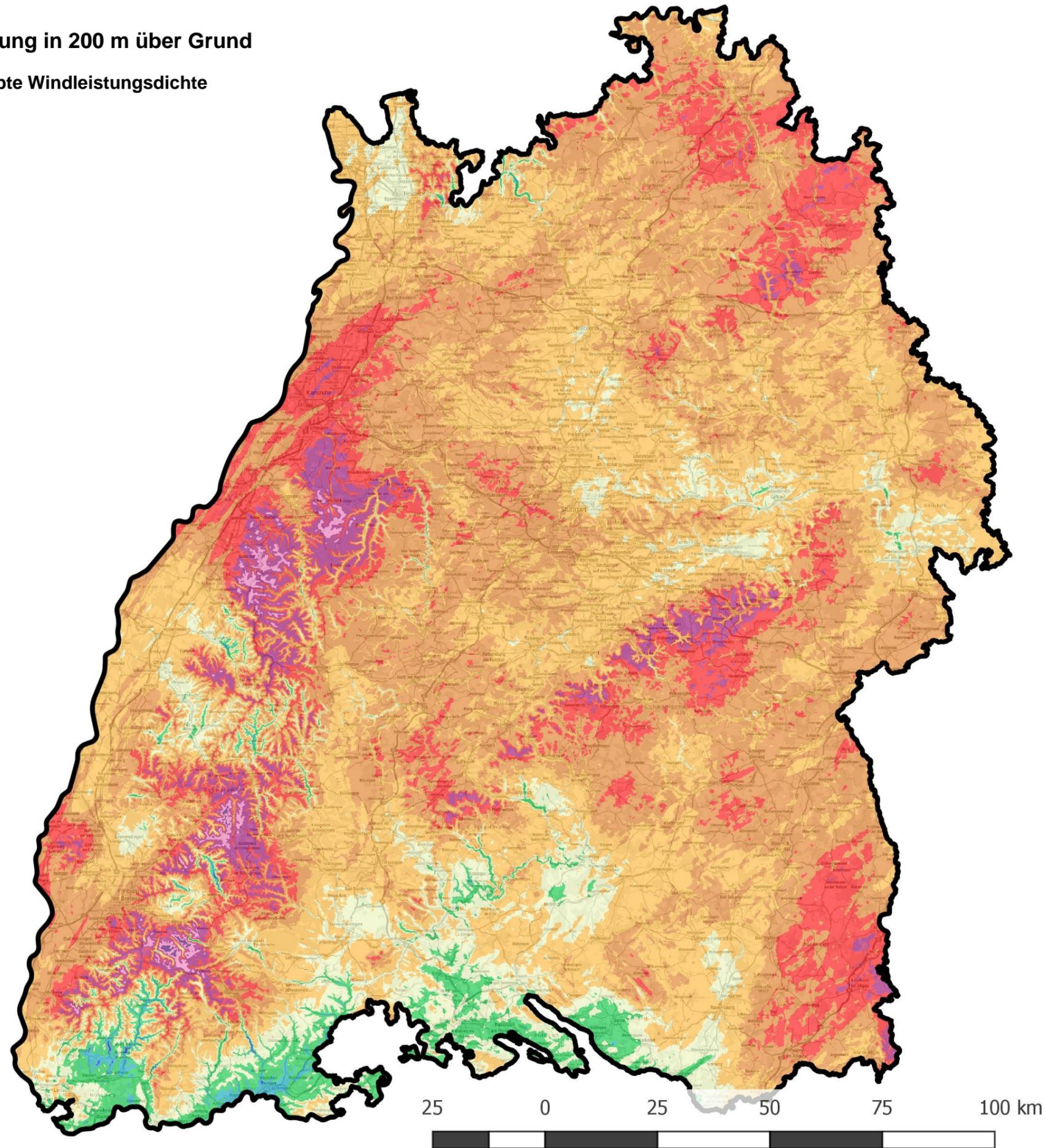
Höhe 180 m über Grund

Legende

-  ≤ 0.1
-  0.1 - 0.12
-  0.12 - 0.14
-  0.14 - 0.16
-  0.16 - 0.18
-  0.18 - 0.2
-  0.2 - 0.25
-  0.25 - 0.3
-  0.3 - 0.35
-  0.35 - 1

5.5 Kartierung in 200 m über Grund

5.5.1 Gekappte Windleistungsdichte

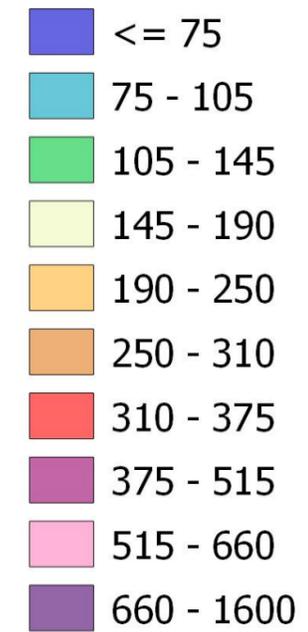


Windatlas Baden-Württemberg 2019

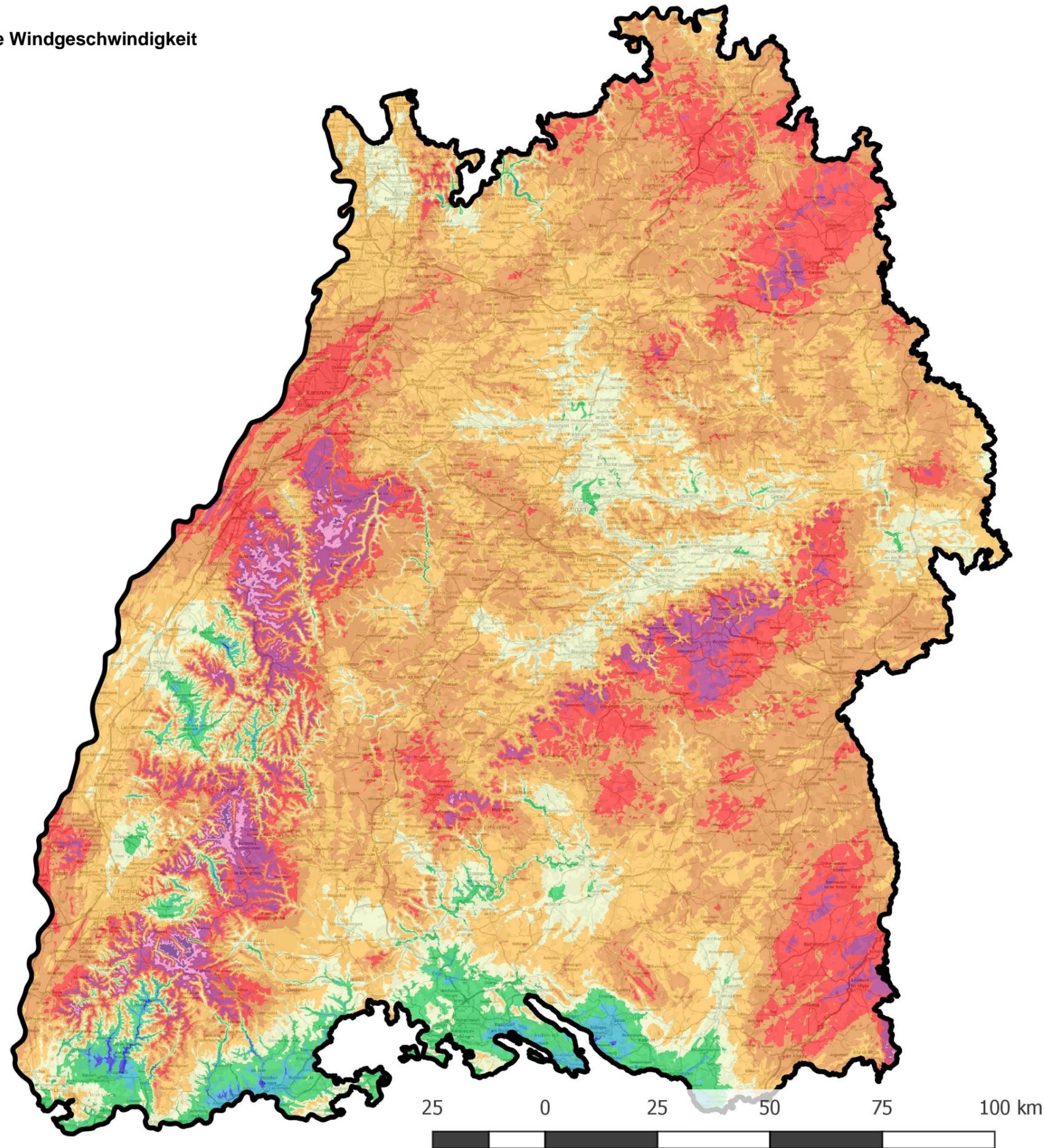
Mittlere gekappte
Windleistungsdichte
in W/m^2

Höhe 200 m über Grund

Legende



5.5.2 Mittlere Windgeschwindigkeit



Windatlas Baden-Württemberg 2019

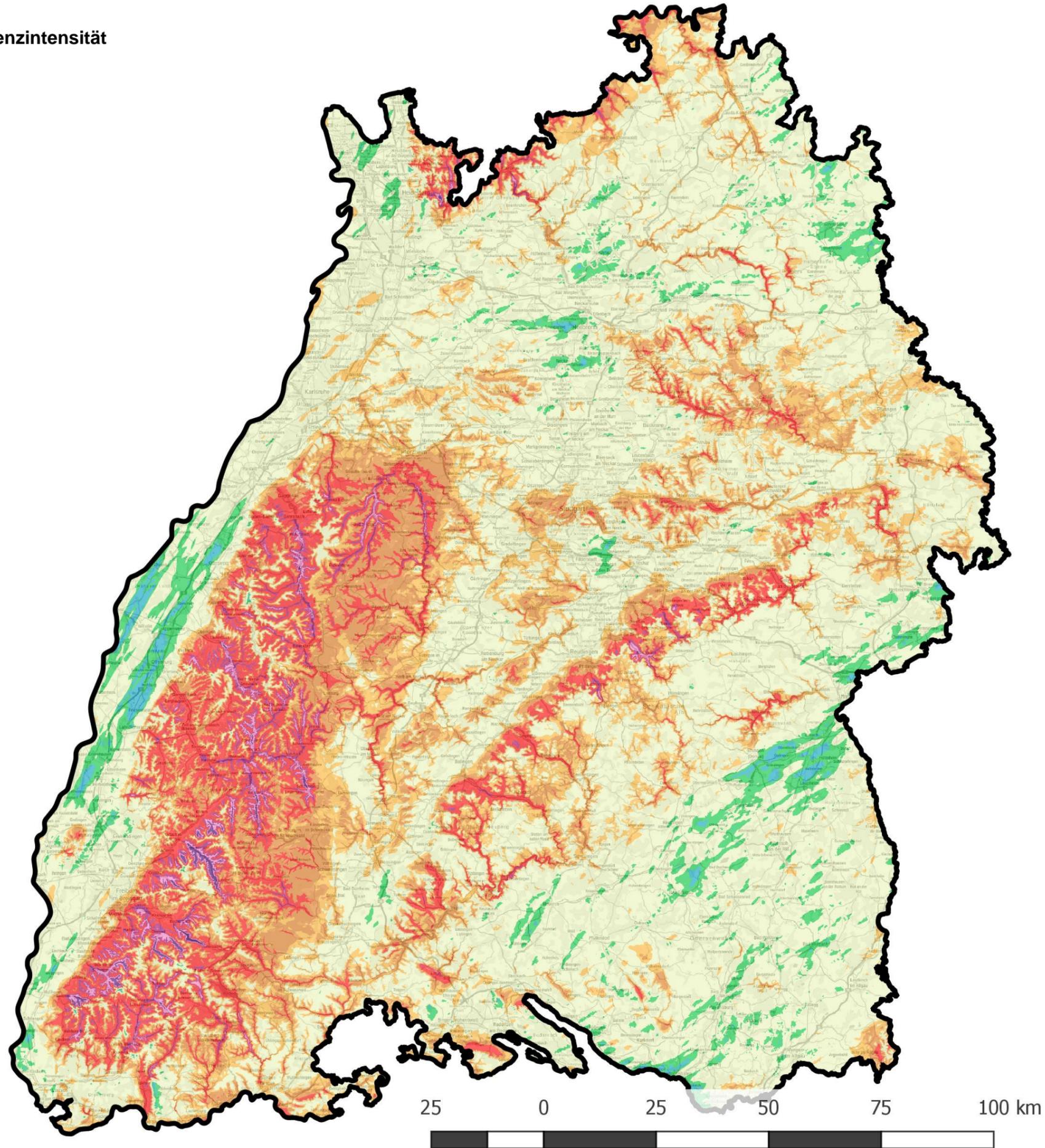
Mittlere Windgeschwindigkeit
in m/s

Höhe 200 m über Grund

Legende

	<= 4
	4 - 4.5
	4.5 - 5
	5 - 5.5
	5.5 - 6
	6 - 6.5
	6.5 - 7
	7 - 8
	8 - 9
	9 - 20

5.5.3 Turbulenzintensität



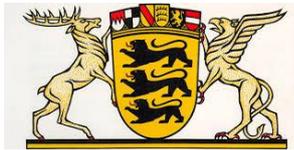
Windatlas
Baden-Württemberg
2019

Mittlere meteorologische
Umgebungsturbulenz

Höhe 200 m über Grund

Legende

-  ≤ 0.1
-  0.1 - 0.12
-  0.12 - 0.14
-  0.14 - 0.16
-  0.16 - 0.18
-  0.18 - 0.2
-  0.2 - 0.25
-  0.25 - 0.3
-  0.3 - 0.35
-  0.35 - 1



6 Anhang B, Lieferumfang

Folgende Ergebnisse der Windpotenzialstudie werden digital an den Auftraggeber übergeben:

Dokument/Inhalt	Format	Anzahl
Endbericht	pdf-Datei, doc-Datei	Je 1
Mittlere gekappte Windleistungsdichte, Kappungswert 15 m/s, in 100m, 140m, 160m, 180m und 200m	ASCII xyz Datei, GeoTIFF	Je 1
Mittlere Windleistungsdichte in 100m, 140m, 160m, 180m und 200m	ASCII xyz Datei, GeoTIFF	Je 1
Mittlere Windgeschwindigkeit in 100m, 140m, 160m, 180m und 200m	ASCII xyz Datei, GeoTIFF	Je 1
Mittlere meteorologische Umgebungsturbulenz in 100m, 140m, 160m, 180m und 200m	ASCII xyz Datei, GeoTIFF	Je 1
Mittlere Jahresproduktion VESTAS V-126 3,3 MW in 100m, 140m, 160m, 180m und 200m	ASCII xyz Datei, GeoTIFF	Je 1
Mittlere Jahresproduktion VESTAS V-150 4,2 MW in 100m, 140m, 160m, 180m und 200m	ASCII xyz Datei, GeoTIFF	Je 1
Mittlere Jahresproduktion ENERCON E-138 EP 3 E2 4,2 MW in 100m, 140m, 160m, 180m und 200m	ASCII xyz Datei, GeoTIFF	Je 1
Brutto-Standortgüte VESTAS V-126 3,3 MW in 100m, 140m, 160m, 180m und 200m	ASCII xyz Datei, GeoTIFF	Je 1
Brutto-Standortgüte VESTAS V-150 4,2 MW in 100m, 140m, 160m, 180m und 200m	ASCII xyz Datei, GeoTIFF	Je 1
Brutto-Standortgüte ENERCON E-138 EP 3 E2 4,2 MW in 100m, 140m, 160m, 180m und 200m	ASCII xyz Datei, GeoTIFF	Je 1
Windgradient α (Hellmann-Exponent) zwischen 100m und 160m	ASCII xyz Datei, GeoTIFF	Je 1
Unsicherheit bezogen auf die mittlere Windgeschwindigkeit	ASCII xyz Datei, GeoTIFF	Je 1
Richtungsabhängige Windfeldparameter in 100m, 140m, 160m, 180m und 200m	Wrg Datei	Je 1