



WINDATLAS NRW

LANUK-Fachbericht 166



Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
2	Methodik	6
2.1	Datengrundlage	7
2.1.1	Orographie	7
2.1.2	Landnutzung und Bodenbedeckung	8
2.2	Modellierung	10
2.2.1	Mesoskala	10
2.2.2	Mikroskala	11
2.3	Verifikation und Anpassung	14
2.3.1	Datenbasis und Auswertung	14
2.3.2	Windmessungen	15
2.3.3	Betriebsdaten von Windenergieanlagen	18
2.3.4	Zusammenfassung von Datensätzen	20
2.3.5	Abweichungen zum Proto-Windatlas	21
2.3.6	Einarbeitung in den Windatlas	21
3	Ergebnisse	23
3.1	Modellierte Parameter	23
3.1.1	Mittlere jährliche Windgeschwindigkeit	25
3.1.2	Mittlere gekappte Windleistungsdichte	26
3.1.3	A und k Parameter	28
3.1.4	Jahresertrag und Standortgüte	29
3.1.5	Turbulenz	32
3.1.6	Unsicherheiten	33
3.2	Das Windangebot Nordrhein-Westfalen	35
3.2.1	Norddeutsche Tiefebene	36
3.2.2	Westfälische Bucht und Teutoburger Wald	36
3.2.3	Weserbergland	36
3.2.4	Niederrheinisches Tiefland	37
3.2.5	Niederrheinische Bucht	37
3.2.6	Eifel/Hohes Venn	37
3.2.7	Bergisches Land	38
3.2.8	Sauerland und Siegerland	38
3.2.9	Paderborner Hochfläche, Eggegebirge, Sintfeld	39
4	Glossar	40
5	Literaturverzeichnis	41
6	Abbildungsverzeichnis	43

1 Einleitung

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist eine wesentliche Grundlage zur Erreichung der Klimaschutzziele sowie für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit und einer möglichst wirtschaftlichen Energieversorgung. Neben der Nutzung der Solarenergie liegen in Nordrhein-Westfalen (NRW) wie in ganz Deutschland die größten Potenziale im Ausbau der Windenergienutzung.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) formuliert in § 1 das Ziel einer nachhaltigen und treibhausgasneutralen Stromversorgung, die vollständig auf erneuerbaren Energien beruht. Um dies zu erreichen, soll der Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch in Deutschland auf mindestens 80 Prozent im Jahr 2030 gesteigert werden. In § 4 EEG werden konkrete Ausbaupfade definiert: Die installierte Leistung von Windenergieanlagen an Land soll bundesweit auf 115 Gigawatt (GW) bis zum Jahr 2030 und 160 GW bis zum Jahr 2040 steigen. Ende 2024 lag dieser Wert bei knapp 63,5 GW [31].

Um einen entsprechenden Zubau der Stromerzeugungskapazitäten bei der Windenergienutzung zu erreichen, ist es zum einen erforderlich, ausreichend Fläche für den Bau von Windenergieanlagen (WEA) planerisch zu sichern. Der Bund hat hierfür den Ländern mit dem Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG) konkrete Flächenziele vorgegeben, die in NRW durch die Festlegung regionaler Teilflächenziele im Landesentwicklungsplan (LEP) und durch die Ausweisung von Windenergiebereichen in den Regionalplänen der sechs Planungsregionen des Landes umgesetzt werden.

Die planerische Sicherung von Flächen für die Windenergie in entsprechendem Umfang stellt angesichts diverser bestehender Flächennutzungskonkurrenzen und möglicher Konflikte insbesondere in einem dicht besiedelten Land wie NRW eine Herausforderung dar. Zudem ergeben sich weitere Anforderungen an Flächen für die Windenergienutzung: Im Sinne eines möglichst effizienten und wirtschaftlichen Ausbaus der erneuerbaren Energien sind dabei auch Faktoren zu berücksichtigen, die den möglichen Stromertrag von Windenergieanlagen bestimmen, und die somit Einfluss haben darauf, wie viel Fläche letztlich tatsächlich für die Windenergienutzung benötigt wird, und welche Stromgestehungskosten dabei resultieren. Einer dieser Faktoren ist die Windhöufigkeit, also das durchschnittliche Windaufkommen an einem bestimmten Standort als Grundlage für die Windenergienutzung.

Das Landesamt für Natur, Umwelt und Klima NRW (LANUK) betreibt mit dem Energieatlas NRW (www.energieatlas.nrw.de) ein Fachinformationssystem, das umfangreiche Informationen zum Ausbau der erneuerbaren Energien in Nordrhein-Westfalen online zur Verfügung stellt. Zur Unterstützung der Energiewende im Land sind u. a. in den verschiedenen Themenkarten des Energieatlas landesweit verfügbare Planungsdaten veröffentlicht. Diese Informationen sollen die Planung der erneuerbaren Energieversorgung vor Ort unterstützen. Zudem enthält der Energieatlas NRW umfangreiche Energiedaten und Zeitreihen sowie Planungsrechner, die die zeitliche Entwicklung relevanter Parameter für verschiedene Verwaltungseinheiten aufzeigen.

Die Karte „Planung Wind“ im Energieatlas NRW enthält zahlreiche planungsrelevante Informationen zum Ausbau der Windenergie im Land und unterstützt bei der Suche neuer Standorte für Windenergieanlagen. Die Karte enthielt bislang mit der mittleren jährlichen Windgeschwindigkeit sowie der spezifischen Energieleistungsdichte auch Daten zu den Windverhältnissen.

nissen in NRW, die auf einer Modellierung aus dem Jahr 2012 basierten. Mit der nun vorliegenden landesweiten Modellierung der Windverhältnisse, dem Windatlas NRW, werden diese Informationen auf der Grundlage aktueller technischer Möglichkeiten überarbeitet und aktualisiert. Die Methodik und die Ergebnisse dieser Modellierung werden in dem vorliegenden Fachbericht beschrieben.

Bei der Neuerstellung wurde den, verglichen mit der Modellierung aus dem Jahr 2012, 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 (CFD = Computational Fluid Dynamics, Numerische Strömungsmechanik). 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 NRW verfügt über eine räumliche Auflösung von 30 m x 30 m für das gesamte Bundesland Nordrhein-Westfalen. Damit erhöht sich die Auflösung der Modellsimulation und auch die Informationsdichte der gelieferten Ergebnisse gegenüber den bisherigen Daten ungefähr um den Faktor 11.

Alle Ergebnisse der landesweiten Windmodellierung sind online unter

www.energieatlas.nrw.de

in der Karte „Planung Wind“ dargestellt und können im Energieatlas bzw. unter www.opendata.nrw.de als Geodatensätze frei heruntergeladen werden.

2 Methodik

Eine Simulation der Windverhältnisse, vor allem in komplexen und semikomplexen Geländesituationen, wie sie in Nordrhein-Westfalen vielfach gegeben sind, stellt erhebliche Anforderungen an das verwendete Modellsystem. Großkalige Einflüsse auf das Windsystem, die z. B. durch die Windleitwirkung großer Flusstäler oder durch Fallwinde hinter Gebirgszügen entstehen können, müssen ebenso wiedergegeben werden, wie kleinräumige Einflüsse durch Kuppen, Steilhänge oder Taleinschnitte. Unter Berücksichtigung der Fähigkeiten der derzeit für die Simulation zur Verfügung stehenden Modellklassen ist hierzu 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 Erstellung des Windatlas Nordrhein-Westfalen (Abbildung 1).

Anhand einer umfassenden Analyse von Beobachtungsdaten im Simulationsgebiet, sowohl von Windmessungen als auch von Betriebsdaten bestehender Windenergieanlagen, wurden die erzielten Ergebnisse validiert und, falls notwendig, korrigiert. Hierbei wurde die bereits bei einer Vielzahl von vergleichbaren Windkartierungen eingesetzte Methodik GWS® ALIGN angewendet.

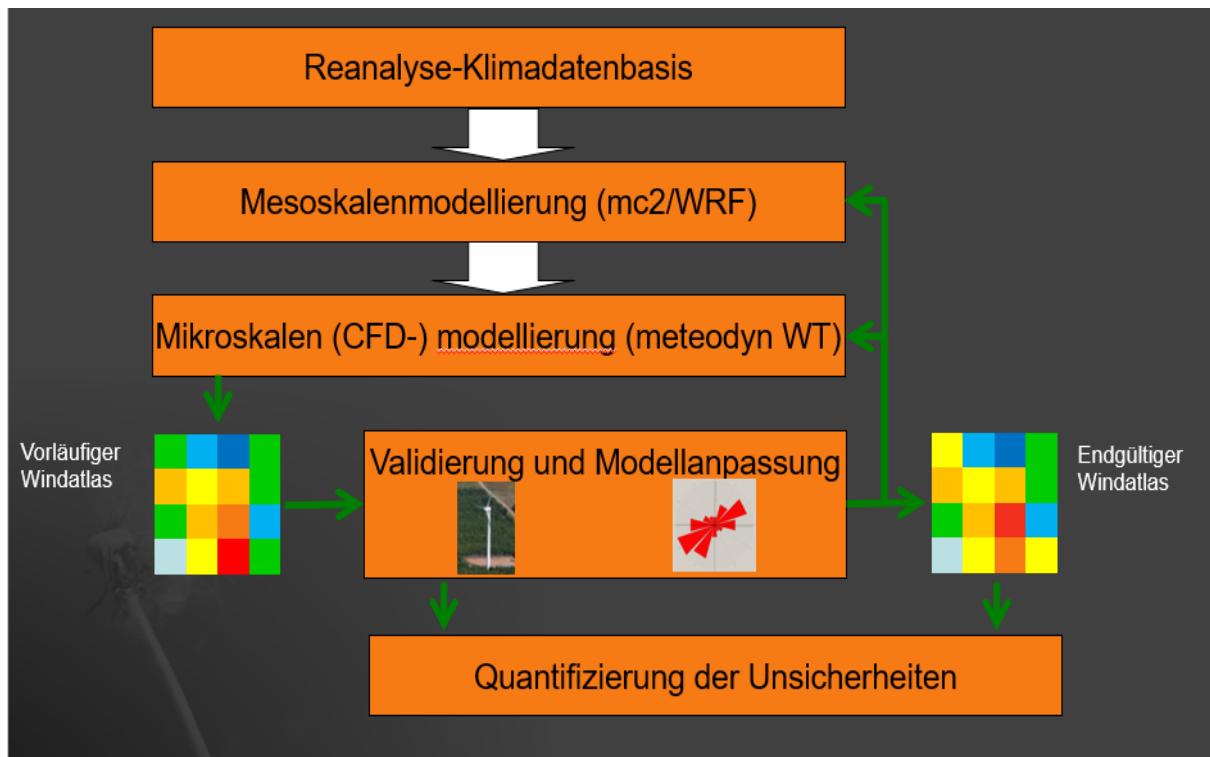


Abbildung 1: Erstellung des Windatlas NRW – Übersicht der Methodik

2.1 Datengrundlage

Zur Erstellung des Windatlas NRW wurden die als Open Data verfügbaren, hochauflösenden Datensätze zur Landnutzung und Orographie verwendet. Dies gilt, soweit verfügbar, auch für die modellierten Bereiche angrenzender Bundesländer. In Bereichen, in denen keine entsprechenden Datensätze vorlagen, wurde auf europäische bzw. globale Datensätze zurückgegriffen.

2.1.1 Orographie

Für die Erstellung des Orographie- oder Höhenmodells wurde innerhalb der Grenzen Nordrhein-Westfalens die in einer Auflösung von 1 m vorliegenden Daten des Landes NRW verwendet [13]. Für das Nachbarland Hessen lag ein vergleichbarer Datensatz vor. Ansonsten wurde das Modell mit dem SRTM [15] Datensatz (Fernerkundungsdaten), der eine Auflösung von etwa 90 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.

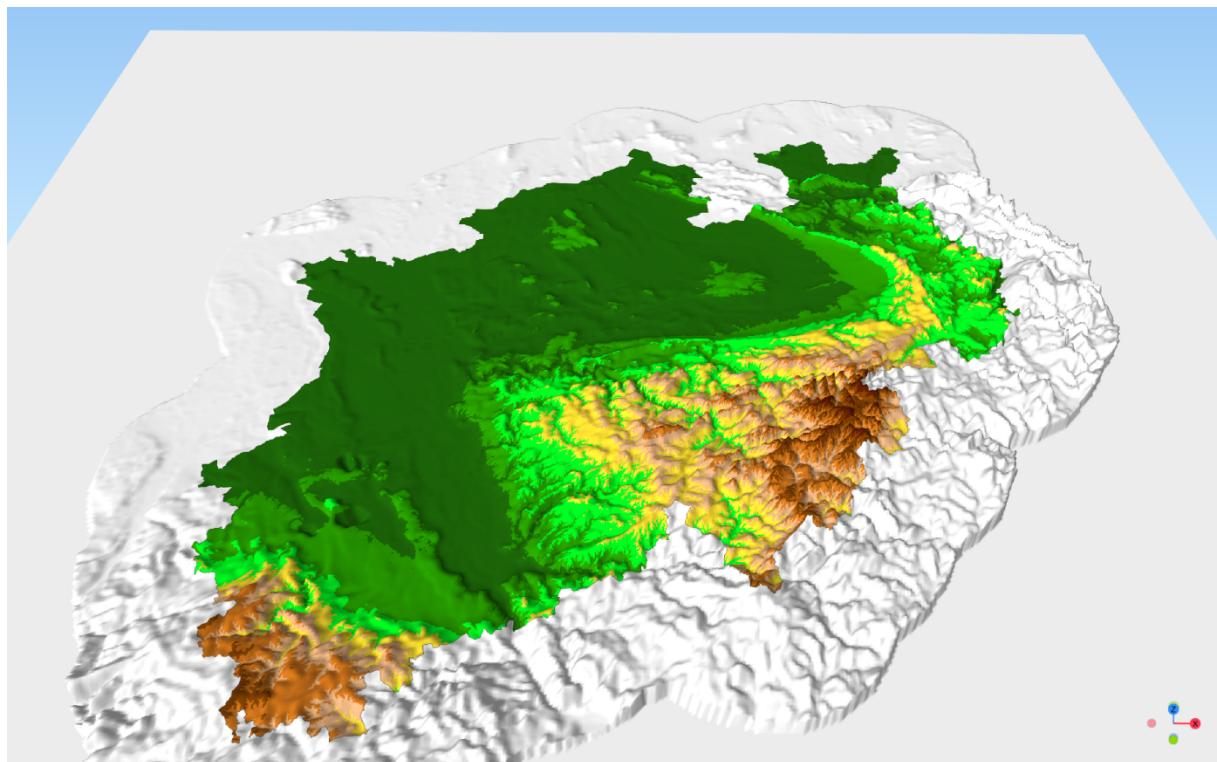


Abbildung 2: Orographiemodell Nordrhein-Westfalen, Relief 20-fach überhöht

2.1.2 Landnutzung und Bodenbedeckung

Neben dem Höhenmodell stellt die Bodenbedeckung den zweiten Eingangsdatensatz zur Beschreibung des zu simulierenden Geländes dar. Hierbei kommt im waldreichen Bundesland Nordrhein-Westfalen 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 (Abbildung 3).

Baumgruppen und Waldgebiete im gesamten Bundesland wurden dreidimensional unter Verwendung der digitalen Laserscandaten [13] sowie des DGM des Landes NRW (Auflösung: 1 m) modelliert. Hierbei wurde ein Verfahren entwickelt, das aus folgenden Teilschritten besteht:

1. Extraktion der Laserscandaten und Erstellung eines digitalen Oberflächenmodells (DOM)
2. Erstellung eines Bodenbedeckungsmodells durch Differenzbildung von DOM und DGM.
3. Ausmaskierung der Waldgebiete aus dem Bodenbedeckungsmodell mit Basis-DLM und Copernicus [16] Landnutzungsinformationen.
4. Mittelwertbildung der Waldhöhen auf das Zielraster der Modellierung von 30 m.
5. Klassierung der Waldhöhen in Klassen zu je 5 m.
6. Einteilung in die Dichteklassen „offen“, „mittel“ und „dicht“ des Berechnungsmodells unter Verwendung von [16].

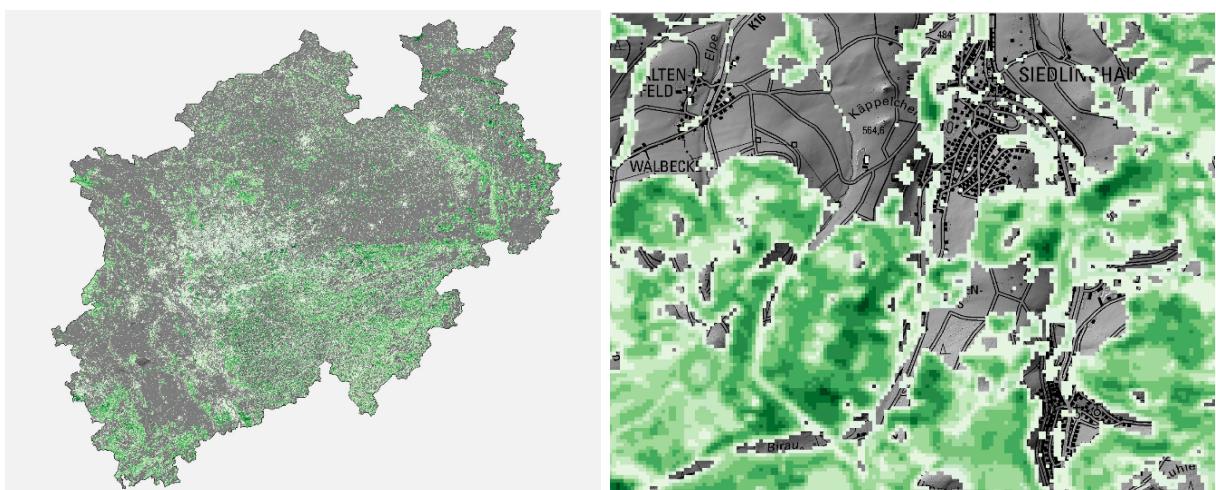


Abbildung 3: Waldmodell, gesamtes Modellgebiet (links), Detailausschnitt (rechts)

Aufgrund des erheblichen Waldsterbens in den vergangenen Jahren, dessen Auswirkungen sich noch nicht in allen Datensätzen voll widerspiegelt, wurde zudem ein aktueller Datensatz mit den betroffenen Kalamitätsflächen des Landesbetriebes Wald und Holz NRW berücksichtigt. Dieser wurde in den wie beschrieben erstellten Datensatz eingearbeitet, und mittlerweile waldfreie Schadensflächen wurden nicht als Wald, sondern als Buschwerk berücksichtigt.

Für das Nachbarland Hessen existieren vergleichbare Datensätze, die entsprechend Anwendung fanden. Für die Bereiche außerhalb der Landesgrenzen dieser beiden Bundesländer wurde zur Bestimmung der Baumhöhen der GLAD [18] Datensatz verwendet.

Für alle Landnutzungsklassen außer der Bewaldung wurde innerhalb der Bundesländer NRW und Hessen ebenfalls das Basis-DLM verwendet. Für den Modellbereich außerhalb dieser Bundesländer diente die Corine Landnutzungsdatenbasis [17].

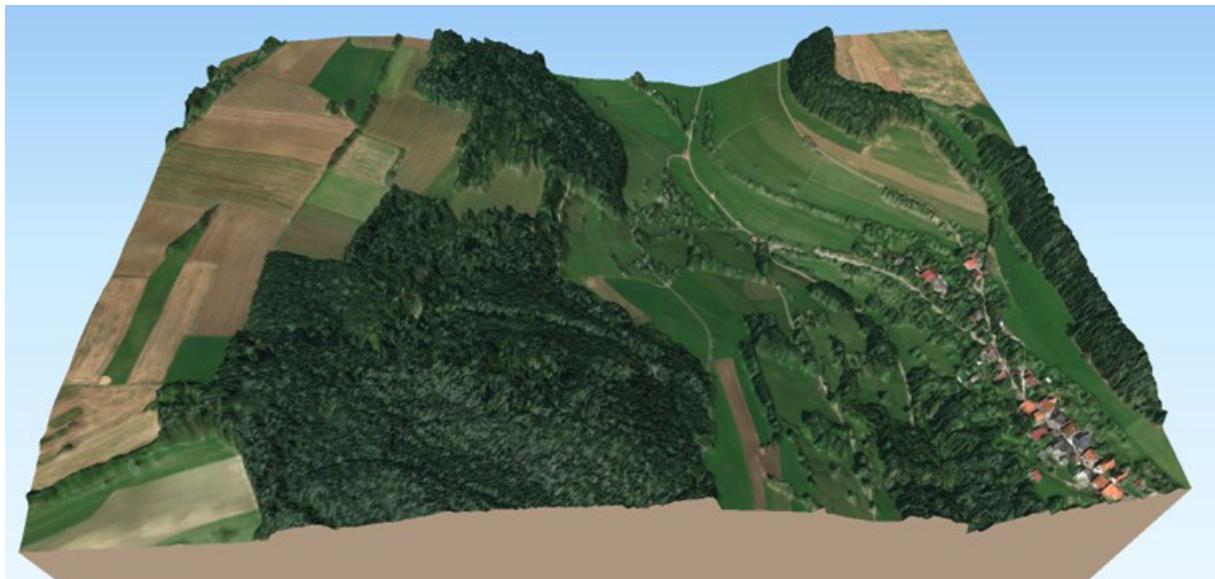


Abbildung 4: Dreidimensionales Geländemodell, Ausschnitt

2.2 Modellierung

Im Folgenden wird näher auf die Durchgeführte Modellierung eingegangen. Dabei wird der mehrstufige Ansatz und die verwendete Software sowohl hinsichtlich der Mesoskala (2.2.1) als auch der Mikroskala (2.2.2) beschrieben.

2.2.1 Mesoskala

Bei Mesoskalenmodellen handelt es sich um komplett atmosphärische Wettermodelle, die beispielsweise auch zur Wettervorhersage eingesetzt werden. Im Bereich der Windfeldermittlung sind Mesoskalensimulationen bestens dazu geeignet, um regionale Windsysteme wie 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.

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. Ein Nachteil von Mesoskalenmodellen liegt in der limitierten räumlichen Auflösung. Gitterweiten von deutlich unter einem Kilometer sind mit nahezu allen derartigen Modellen nicht erreichbar.

Die Mesoskalenberechnungen für den Windatlas NRW wurden mit der kanadischen Software AnemoScope [5] durchgeführt, die auf dem "Mesoscale Compressible Community (MC2)"-Modell [6] basiert. Um Randeffekte bei der Modellierung zu minimieren, wurde 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 1x1 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.

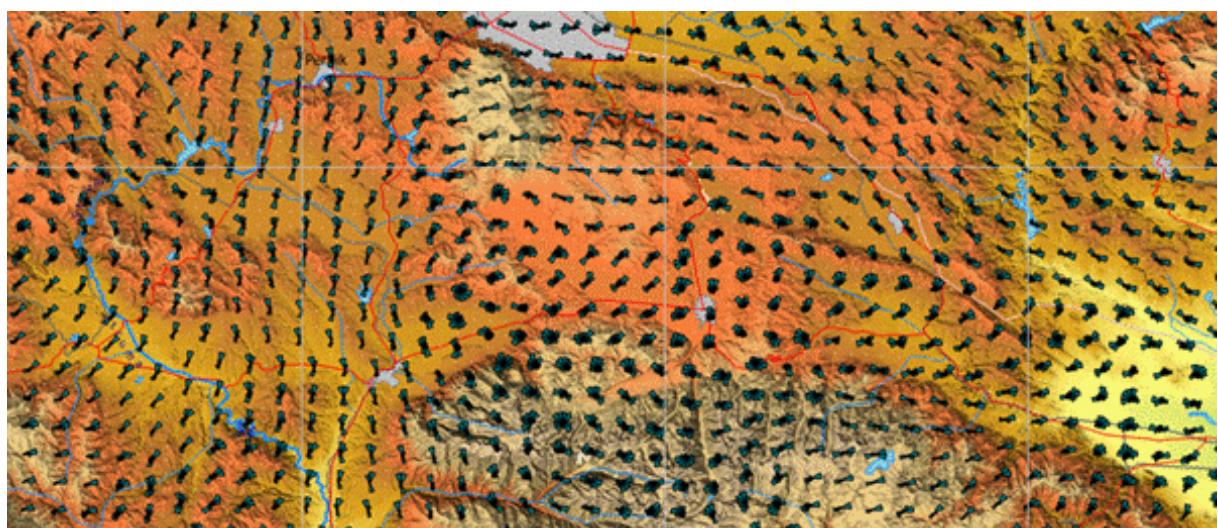


Abbildung 5: Mesoskaliges Strömungsfeld in komplexem Gelände

Es werden die für die jeweilige Region typischen Klimasituationen simuliert. Diese werden aus den NCAR/NCEP Reanalyse [19] der Jahre 1958 bis 2000¹ durch sogenanntes Clustering, einem Verfahren zur Erkennung von Ähnlichkeitsstrukturen in Datenbeständen, ermittelt. Es kann gesichert davon ausgegangen werden, dass diese Datenbasis die für das Windklima signifikanten Situationen repräsentativ abdeckt. Für gemäßigte Klimazonen ergeben sich dabei 320 bis 340 Klimasituationen inklusive der Häufigkeit ihres Auftretens.

Für jeden Klimazustand wird mit dem Modell MC2 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.

GLOBAL WINDMAPPING SERVICE GWS®

GWS® ist ein leistungsstarkes System zur regionalen Standortsuche und Windpotenzialanalyse für Windparks. Es ermöglicht die detaillierte Berechnung von Windverhältnissen weltweit, indem es mesoskalige Windmodellierungen nutzt (bei GWS® MESO) und in der Variante GWS® MICRO zusätzlich mikroskalige CFD-Modelle einsetzt. Dadurch liefert GWS® zuverlässige Windkarten, die als Grundlage für Standortgutachten, Ertragsprognosen und die Planung von Windenergieprojekten dienen. Die Berechnungen erfolgen standardmäßig in 60 m und 120 m über Grund für die Landmassen der Erde zwischen 10° und 65° nördlicher sowie südlicher Breite. Für den Windatlas NRW wurde der mit der zuvor beschriebenen Methodik erstellte GWS® MESO-Datensatz genutzt, der für das Bundesland NRW in einer Auflösung von 1 km x 1 km vorliegt.

2.2.2 Mikroskala

Die kleinräumige Modellierung der Windverhältnisse erfolgte für den Windatlas NRW mit einem nichtlinearen, dreidimensionalen CFD-Strömungsmodell (Metodyn WT). Diese Modelle unterscheiden sich insbesondere in den beiden Punkten Nichtlinearität und Dreidimensionalität von der Ermittlung der Windverhältnisse mit vereinfachten, linearen Ansätzen.

Die mathematischen Gleichungen, die die Strömungsverhältnisse des Windes beschreiben, sind nichtlineare Differentialgleichungssysteme und daher analytisch nicht direkt lösbar. In linearen Modellen werden diese Gleichungen vereinfacht und zu linearen Systemen umgeformt, sodass sie mit analytischen Methoden gelöst werden können. Nichtlineare Ansätze hingegen arbeiten mit den ursprünglichen Gleichungen und verwenden numerische Verfahren, um eine genauere Abbildung der realen Strömungsverhältnisse zu ermöglichen. 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. Dieser Vorgang ist auch mit modernen Rechenleistung noch immer enorm zeitaufwendig.

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

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 [7] werden die Höheninformation, die Rauigkeit sowie die Waldbedeckung verwendet. Die Rauigkeit ist dabei ein Maß für die Beschaffenheit der (Erd-)Oberfläche: Offene Landschaften mit wenig Windhindernissen haben einen niedrigen Rauigkeitswert, solche mit vielen Windhindernissen (z. B. Bebauung, Wald) einen hohen Rauigkeitswert.

Ein entscheidender Vorteil von CFD-Modellen wie Meteodyn WT sind die erzielbaren, sehr hohen räumlichen 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 für den Windatlas NRW 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, kombiniert.

Software Meteodyn WT

Meteodyn WT 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 bei Bedarf für einzelne Bereiche beliebig verfeinert werden können. Andere Gittergeometrien können individuell vorgegeben werden. Dies gilt grundsätzlich auch für die z-Richtung, wobei die Standardgitterauflösung von unten nach oben allmählich gemäß einer arithmetischen Folge vergrößert wird, so dass sich ein vertikal verfeinertes Gitter nahe der Terrainoberfläche ergibt. Die ersten 10 vertikalen Schichten haben dabei dieselbe Auflösung.

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 jeweils gegebene Anströmungssituation wiedergegeben wird. Bei der Erstellung des Windatlas NRW wurden 12 Anströmsituationen für jeweils einen 30° Sektor berücksichtigt. Für die Richtungen 0° bis 150° , also dem östlichen Bereich der Windrose, wurde von stabiler Schichtung ausgegangen, für die übrigen Richtungen von leicht stabiler Schichtung.

Die verwendete Software Meteodyn WT ist auf Grund folgender Eigenschaften für die Erstellung des Windatlas Nordrhein-Westfalen geeignet:

- **Hocheffizienter CFD-Solver:** Solver sind Computerprogramme zur numerischen Lösung mathematischer Probleme. Das System zur Lösung der Strömungsgleichungen bietet die Möglichkeit zu einer sehr weitgehenden Parallelisierung der durchzuführenden Simulationen, ohne dass es innerhalb des Modellgebiets zu Diskontinuitäten kommt (Kachelproblematis). Dieses ermöglicht die Simulation eines so großen Gebiets wie der Landesfläche Nordrhein-Westfalens in einer horizontalen räumlichen Auflösung von 30 m innerhalb eines vertretbaren Zeitrahmens.
- **Feinste Auflösung des Vertikalgitters:** Nicht nur der Modellaufösung in der Horizontalen kommt bei einer CFD-Berechnung besondere Bedeutung zu, auch die Auflösung in der Vertikalen (Anzahl der vertikalen Modellschichten) ist von großer Bedeutung, vor allem im untersten Modellbereich. Dies entscheidet über die Genauigkeit der Simulation des Übergangs vom Modellboden in die atmosphärische Grenzschicht, also die simulierten Windprofile. Ebenso ist vertikale räumliche Auflösung 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 Schichtung:** Diese beschreibt die vertikale Temperaturverteilung und beeinflusst maßgeblich die Windverhältnisse. Abhängig vom Temperaturgradienten ergeben sich drei charakteristische Stabilitätszustände:
 - **Neutrale Schichtung:** Die Temperatur folgt dem adiabatischen Temperaturgradienten, der die Temperaturabnahme mit der Höhe beschreibt, wenn keine Wärmezufuhr oder -abgabe stattfindet. Turbulenzen sind moderat, und die Windgeschwindigkeit steigt in der Grenzschicht gemäß einem logarithmischen Windprofil an.
 - **Stabile Schichtung (Inversion):** Ein Temperaturgradient kleiner als der adiabatische unterdrückt die turbulente Durchmischung, wodurch bodennahe Luftsichten entkoppelt werden. Die Windgeschwindigkeit nimmt überproportional mit der Höhe zu, und es entsteht eine signifikante Windscherung.
 - **Labile Schichtung:** Bei starkem Temperaturabfall mit der Höhe wird die Atmosphäre konvektiv durchmischt, was zu erhöhter Turbulenzintensität führt. Dies resultiert in einer gleichmäßigeren vertikalen Windverteilung und einer stärkeren Böigkeit.

Die genutzte Software Meteodyn WT bietet die Möglichkeit, 10 Stabilitätsklassen simulieren zu können, wodurch atmosphärische Einflüsse auf die Windverhältnisse gut abgebildet werden können. Dieses Potenzial kann zwar, anders als bei einer zeitreihenabhängigen Modellierung im Rahmen eines Ertragsgutachtens, bei einer landesweiten Windkartierung nicht komplett ausgenutzt werden. Es ermöglicht aber auch für die Erstellung des Windatlas NRW die Berücksichtigung verschiedener dominanter Schichtungssituationen aus verschiedenen Windrichtungen.

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 der modellierten Ergebnisse (typischerweise nach oben), 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 entsprechenden realen Beobachtungsdaten kommen. In solchen Fällen können die Modellergebnisse, durch ein sogenanntes „nudging“ lokal an die Beobachtungswerte angepasst werden. Hierbei kommt der Qualität der verwendeten Daten für die Verifikation eine besondere Bedeutung zu. Die Daten müssen zunächst mit größtmöglicher Genauigkeit erhoben werden, 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 Nordrhein-Westfalen 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

Entsprechende Datensätze in der notwendigen Qualität werden in aller Regel projektspezifisch erhoben und stehen meist nicht öffentlich zur Verfügung. Um eine ausreichende Anzahl von Datensätzen für die Erstellung des Windatlas NRW nutzen zu können, wurde mit Unterstützung des Landesverbandes Erneuerbare Energien NRW e.V. (LEE NRW) eine Befragung unter Betreibern und Projektierer von Windenergieanlagen in NRW durchgeführt. Hierbei wurden zunächst Basisinformationen zu vorliegenden Daten wie Standort / Koordinaten und Datenzeitraum abgefragt. Bei Windmessungen wurden zusätzlich die Art der Messung sowie Kalibrier- und Installationsprotokolle und bei Betriebsdaten von Windenergieanlagen zusätzlich der Anlagentyp sowie mögliche Veränderung während des Betriebszeitraums abgefragt.

Diese Anfrage führte zu einer bemerkenswert hohen Bereitschaft, entsprechender Datensätze bereit zu stellen. Allerdings bestehen hierbei teilweise sehr hohe Anforderungen der Dateneigentümer an die Vertraulichkeit. In vielen Fällen ist selbst die Nennung der Standorte untersagt, dies gilt erst recht für die genauen Koordinaten. Daher erfolgen in diesem Bericht nur pauschale bzw. zusammenfassende Aussagen zur Lage und Qualität der Datensätze sowie deren Wiedergabe durch das Modellsystem.

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. Hierfür wurde ein Zeitraum von 15 Jahren verwendet, weil diese Dauer den bestmöglichen Kompromiss zwischen größtmöglicher Länge und größtmöglicher Konsistenz der für den Langzeitbezug verwendeten Langzeitdaten verspricht. Um außerdem mögliche Einflüsse des Klimawandels auf das langjährig zu erwartende Windpotenzial zu berücksichtigen, werden als Bezugszeitraum die jüngsten bereits vollständig vorliegenden 15 Kalenderjahre gewählt. Zum Zeitpunkt der Betriebsdatenauswertung für den Windatlas NRW waren das die Jahre 2009 bis 2023.

2.3.2 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.

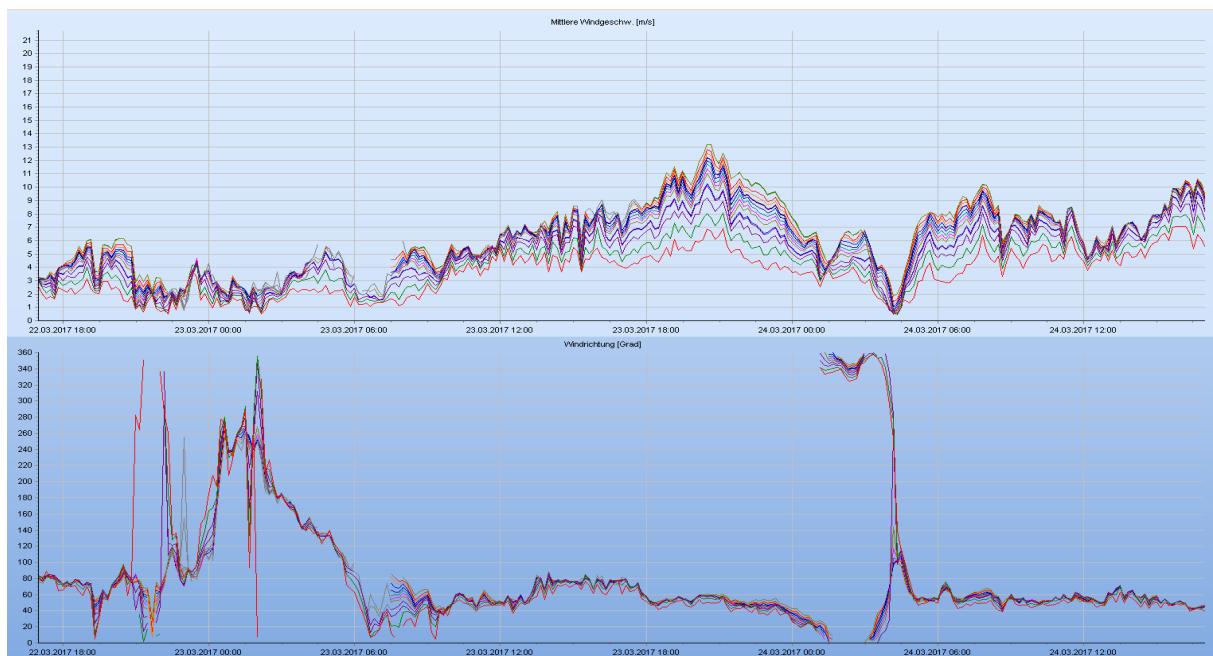


Abbildung 6: Graphische Darstellung der Zeitreihe einer Windmessung; oben: Verlauf der Windgeschwindigkeit in verschiedenen Messhöhen, unten: Verlauf der entsprechenden Windrichtungen.

Die für die Verifikation der Modellergebnisse verwendeten Messdaten lagen in Zeitschritten von 10 Minuten 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 durchgängig von LiDAR-Geräten, also einem Verfahren zur Fernmessung atmosphärischer Parameter auf Basis von Laserstrahlen. Es wurden anhand der abgefragten Basisinformationen 37 Windmessungen als für die Validierung geeignet ausgewählt.

Zunächst erfolgte 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 auf die Validierungshöhen 100 m und 160 m interpoliert, sofern diese Messhöhe nicht schon vorlag. Dabei wurden die Windgradienten den zwei nächstgelegenen 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 interpolierenden Zielhöhe, in der Regel ausgehend von der nächstgelegenen Messhöhe, errechnet werden. 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 7 dargestellt.

Tag	Jan-Feb	Mär-Apr	Mai-Jun	Jul-Aug	Sep-Okt	Nov-Dec	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 7: Windgradienten nach Tages- und Jahreszeit

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 NRW (und auch für die Verwendung in Standortgutachten etc.) ist es daher notwendig, die Daten in einen langjährigen Kontext zu stellen, den sogenannten Langzeitbezug der Messdaten. Hierfür sind neben den am Standort erhobenen Messdaten langjährige Mess- oder Klimadaten mit ausreichender Korrelation erforderlich. Um Inkonsistenzen in den Langzeittabellen 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 mit dem MCP-Tool der Software WindPRO [8] und unter Verwendung der am besten zur Messhöhe passenden Höhe des nächstgelegenen Punktes aus der EMDWRF+-Datenbasis [21] (i.d.R. 100 m und 150 m).

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

Die Messunsicherheiten wurden dem Stand der Technik entsprechend und gemäß den Vorgaben der Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen Teil 6 (TR 6, „Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen“) in ihrer aktuellen Revision 12 [9] für jede Messung einzeln ermittelt. Sie gliedern sich für die aus Windmessungen abgeleitete Winddatenbasis in die zwei Komponenten „Windgeschwindigkeitsmessung per Fernmessverfahren“ und „Langzeitbezug“. Dabei sind die folgenden Unterkomponenten zu berücksichtigen:

- 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 dabei direkt auf die Windgeschwindigkeit. Die durchschnittliche Unsicherheit liegt bei 7,5%. Erhöhte Unsicherheiten ergeben sich insbesondere durch kurze Messzeiträume und die folgende Unsicherheit im Langzeitbezug.

2.3.3 Betriebsdaten von Windenergieanlagen

Neben Windmessungen stellen auch Betriebsdaten von Windenergieanlagen eine ausgezeichnete Validierungsmöglichkeit für Windmodellierungen dar. Genutzt wurden für den Windatlas NRW 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 92 (Teil-)Windparks mit insgesamt mehreren hundert Windenergieanlagen als für die Validierung geeignet ausgewählt, mehrere hundert weitere WEA wurden abschattend berücksichtigt. Die Basisinformationen dieser Anlagen wurden plausibilisiert. Fehlende Informationen zu abschattenden Anlagen wurden im Zweifel gesondert recherchiert.

Analyse der SCADA-Daten

Die wesentliche Plausibilitätsprüfung und Filterung der Daten erfolgte mit dem WPA-Tool der Firma Meteodyn. Dabei fand zunächst eine Filterung von Aufzeichnungsfehlern statt. Anschließend wurden mit anlagenspezifischen Leistungskennlinien Zeitschritte identifiziert und klassifiziert, in denen das Anlagenverhalten signifikant vom „normalen“ (also üblicherweise vom offenen) Betrieb abweicht. In diesem Zuge wurden auch Betriebsbeschränkungen, sowie zeitliche und energetische Betriebsverluste ermittelt.

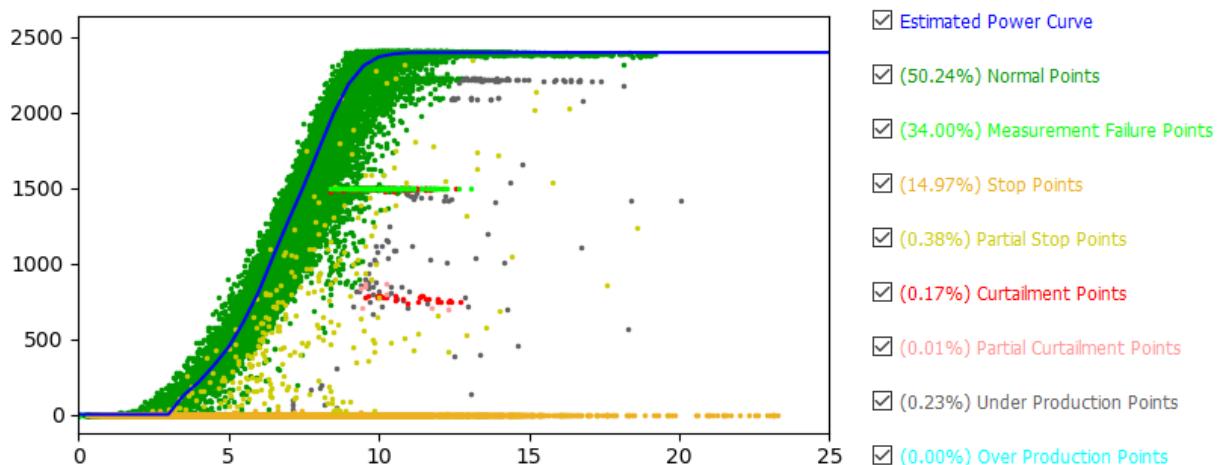


Abbildung 8: SCADA-Datenanalyse mit Meteodyn WPA

Im zweiten Schritt wurden die als „normal“ erkannten Zeitschritte langzeitbezogen. Dazu wurde für den Windatlas NRW sowohl der nächstgelegene Gitterpunkt der MERRA-2-Datenbasis, als auch die zur Nabenhöhe der Vergleichsanlage am besten passende Höhe des nächstgelegenen Punktes aus der EMDWRF+-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 EMDWRF+-Daten wird dann der korrelationsgewichtete Mittelwert gebildet und als Langzeitertrag dieser Anlage für die Validierungsberechnung verwendet.

Analyse monatlicher Betriebsdaten

In den Fällen, in denen die Betriebsdaten nur monatlich vorlagen, wurden zunächst aus den MERRA-2 und den EMDWRF+-Daten wie oben beschrieben über eine typspezifische Leistungskennlinie Ertragsdaten gebildet und diese dann zu monatlichen Erträgen aufsummiert. Durch Normierung auf den mittleren Monatsertrag der Jahre 2009 bis 2023 erstehen daraus zwei Ertragsindices.

Die Plausibilisierung und Filterung erfolgte sowohl durch Vergleich der verfügbarkorrigierten 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.

Unsicherheiten

Auch die Betriebsdaten sowie deren Aufbereitung sind mit Unsicherheiten behaftet. Auch diese wurden gemäß den Vorgaben der Technischen Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 6 [9] für jeden Vergleichswindpark einzeln ermittelt. Sie gliedern sich für die aus Vergleichsanlagen abgeleitete Winddatenbasis in die zwei Komponenten „Vergleichs-WEA“ und „Langzeitbezug“. Dabei wurden die folgenden Unterkomponenten zu berücksichtigt:

- 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“ wurde auch dessen Niveau im Vergleich zum langjährigen Mittel berücksichtigt. Extrem kurze sowie extrem über- oder unterdurchschnittliche Betriebszeiträume wirken sich daher deutlich unsicherheitserhöhend aus. Die Unsicherheiten wurden, wie in der TR 6 vorgesehen, zunächst für Energieerträge von Windenergieanlagen berechnet und dann mit einem empirischen Verfahren in Unsicherheiten der Windgeschwindigkeit umgerechnet. Die durchschnittliche Unsicherheit der Winddatenbasis der einzelnen Vergleichsparks liegt bei 5,2% bezogen auf die Windgeschwindigkeit.

2.3.4 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 beispielsweise 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). Ebenso wurde bei Datensätzen in unmittelbarer, räumlicher Nachbarschaft vorgegangen.

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 129 Validierungspunkte, deren grobe räumliche Verteilung im Land in Abbildung 9 dargestellt ist.

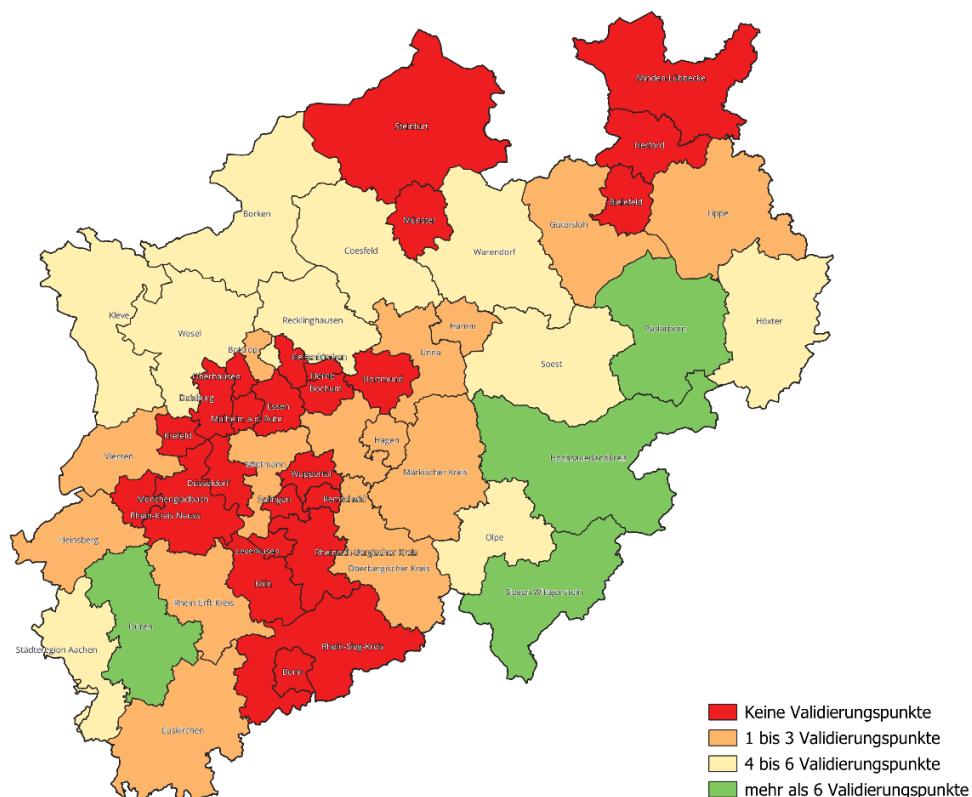


Abbildung 9: Abdeckung Validierungspunkte

2.3.5 Abweichungen zum Proto-Windatlas

Die Bestimmung der Abweichungen zwischen dem Proto-Windatlas, also den noch nicht der Verifikation unterzogenen Rohdaten der Modellierung, und einem Validierungsdatenpunkt, geschieht im Falle einer Windmessung einfach durch den Vergleich der gemessenen und langzeitbezogenen Windgeschwindigkeit mit der modellierten Windgeschwindigkeit.

Komplexer gestaltete sich das Verfahren im Falle der Betriebsdaten von Windenergieanlagen. Hier wurde zunächst eine Ertragsberechnung des Windparks auf Basis des Windfeldes im Proto-Windatlas durchgeführt, wobei zusätzlich die Luftdichte und die Abschattungseffekte im Windpark einzurechnen waren. Ergaben sich Abweichungen, wurde das Windgeschwindigkeitsniveau aus dem Proto-Windatlas um einen geeignet erscheinenden Wert angepasst und die Berechnung sodann wiederholt. Dies erfolgte so lange, bis die berechneten den tatsächlichen Ertragswerten entsprechen. Da der Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Ertrag nicht linear ist, waren teilweise mehrere Iterationsschritte erforderlich. 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 ein Bias (globale Abweichung) von + 1,3 % des Proto-Windatlas. Dieser Wert war in allen Berechnungshöhen praktisch gleich hoch, was zeigt, dass das Modell die Windänderung mit der Höhe exzellent wiedergibt. Nach Korrektur des globalen Bias ergab sich ein mittlerer Standardfehler von 4,4 %, der somit bereits vor der Einarbeitung in den Windatlas kleiner war als die mittlere Standardunsicherheit der verwendeten Validierungsdaten.

2.3.6 Einarbeitung in den Windatlas

Das für die Erstellung des Windatlas NRW genutzte 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, andernfalls 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).

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. In der aktuellen TR 6 [9] wurde als Kriterium für die Repräsentativität einer Datenquelle für einen gegebenen Zielpunkt das Komplexitätsmaß T-RIX [10] eingeführt. In Anlehnung an dieses Kriterium wurde der repräsentative Bereich jedes Validierungspunktes bestimmt. Da der T-RIX immer ein Punktpaar, bestehend aus Datenquelle und Zielpunkt betrachtet, was bei einer Windkartierung nicht für jede Zielrasterzelle mit vertretbarem

Aufwand möglich ist, wurde als Vereinfachung angenommen, dass die Geländesituation des Zielpunktes der am Validierungspunkt entspricht.

Daneben ist bei der Gewichtung für die Bestimmung des globalen Bias zu berücksichtigen, dass es in Teilbereichen des Modellgebiets typischerweise, so auch bei der Erstellung des Windatlas NRW, 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 ging, neben der Geländekomplexität, in die Ermittlung der repräsentativen Bereichsgröße für jeden Datenpunkt zur Bestimmung des globalen Bias ein.

Globale und lokale Anpassung

Unter Berücksichtigung der wie beschrieben ermittelten Einflussgebiete jedes Datenpunktes erfolgte eine Anpassung des Proto-Windatlas an die Beobachtungswerte. Hierbei ging 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 für berechneten Höhen im Bereich + 1,3 % (2.3.5). Unter Berücksichtigung dieses Wertes ergaben sich für jeden Validierungspunkt Restabweichungen. Für jeden Rasterpunkt wurde mit GWS® ALIGN eine Anpassung durchgeführt, in der sowohl der globale Bias als auch die Restabweichungen benachbarter Validierungspunkte berücksichtigt wurden. Der Einfluss der Restabweichungen ergibt sich dabei aus der Lage des verarbeiteten Rasterpunktes in dem bestimmten Einflussbereich. Er ist am höchsten in unmittelbarer Nähe des Validierungspunktes und sinkt innerhalb des Einflussbereiches mit zunehmender Entfernung.

3 Ergebnisse

Im Folgenden werden die im Rahmen der Modellierung ermittelten Parameter näher beschrieben und die Ergebnisse des Windatlas NRW dargestellt. Die Ergebnisse sind in hoher räumlicher Auflösung im Fachinformationssystem Energieatlas NRW in der Planungskarte Wind veröffentlicht. Sämtliche Daten des Windatlas NRW können auch dort bzw. auf der Website www.opengeodata.nrw.de als Geodatensätze frei heruntergeladen werden.

3.1 Modellierte Parameter

Die Modellierungen wurden jeweils in einer horizontalen räumlichen Auflösung von 30 m x 30 m durchgeführt. Für jede Berechnungshöhe ergeben sich damit für die gesamte Landesfläche Nordrhein-Westfalen knapp 38 Millionen Rasterzellen. Dabei wurden die jeweiligen Ergebnisparameter für sieben verschiedenen Höhen über Grund berechnet: 75 m, 100 m, 125 m, 150 m, 175 m, 200 m und 225 m. Moderne Windenergieanlagen, die derzeit in NRW genehmigt werden, erreichen mittlerweile Nabenhöhen von bis zu 200 m. Im Jahr 2024 ist allerdings auch immer noch eine relevante Anzahl von Anlagen mit Nabenhöhen im Bereich von 100 m bis 120 m neu in Betrieb genommen worden. Die sieben Berechnungshöhen berücksichtigen somit den Windenergieausbau in Nordrhein-Westfalen und die derzeit verwendeten Anlagentypen. Abbildung 10 zeigt die mittlere jährliche Windgeschwindigkeit in den sieben Berechnungshöhen des Windatlas NRW für einen Standort. Dabei wird deutlich, wie mit zunehmender Höhe auch die durchschnittliche Windgeschwindigkeit ansteigt.

Im Rahmen der Modellierung wurden für den Windatlas NRW folgende Ergebnisparameter berechnet:

- Mittlere jährliche Windgeschwindigkeit in m/s (3.1.1)
- Mittlere gekappte Windleistungsdichte in W/m² (3.1.2)
- A- und k-Parameter (3.1.3)
- Jahresertrag und Standortgüte für drei WEA-Typen (3.1.4)
- Meteorologische Umgebungsturbulenz (3.1.5)
- Unsicherheit bezogen auf die mittlere Windgeschwindigkeit (3.1.6)

Die mittlere jährliche Windgeschwindigkeit stellt vermutlich den gängigsten Parameter dar. Sie wird daher vielfach als Wert für die Beschreibung der Windqualität eines Standortes herangezogen. Tatsächlich ist sie hierfür aber nur eingeschränkt geeignet, da das Produktionsverhalten einer Windenergieanlage allein mit der mittleren Windgeschwindigkeit nur bedingt wiedergegeben werden kann (siehe 3.1.2).

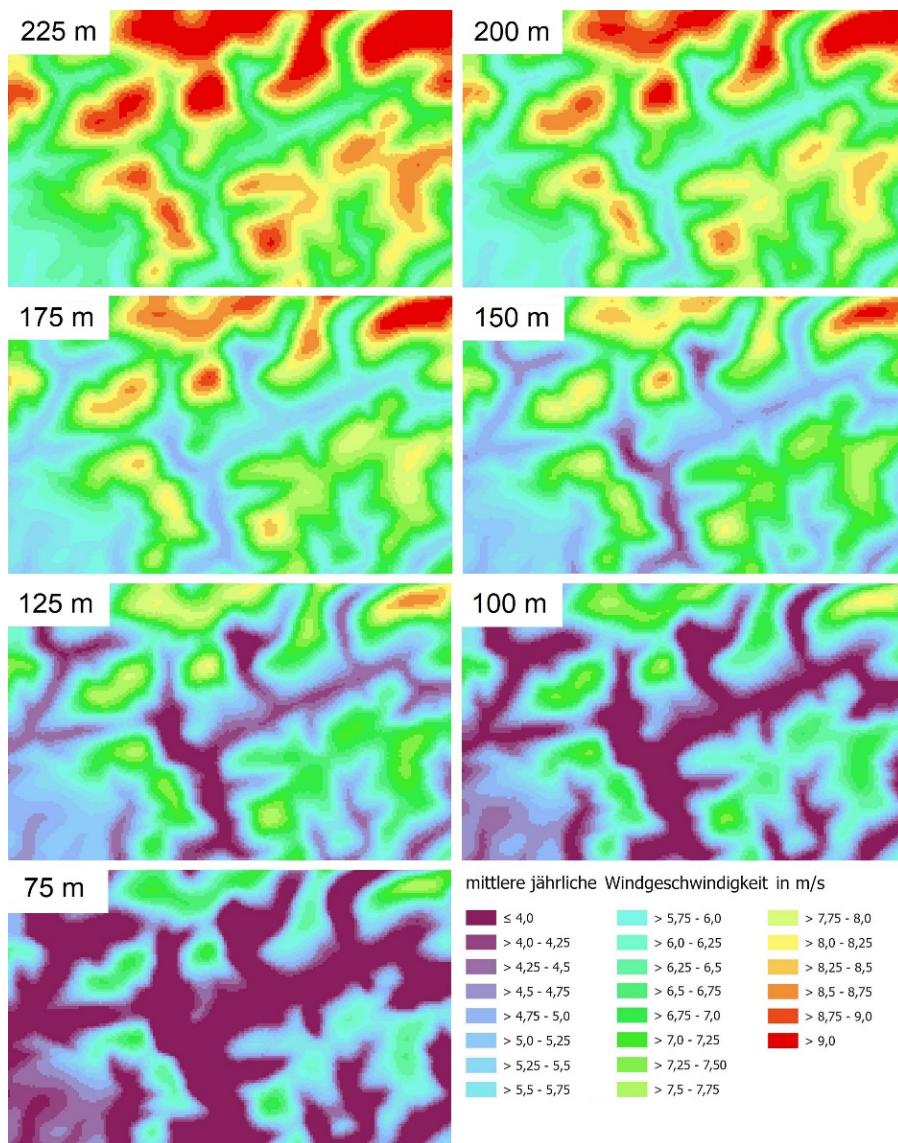


Abbildung 10: Mittlere jährliche Windgeschwindigkeit in den sieben Berechnungshöhen

Für die Bestimmung der Windleistungsdichte ist, ebenso wie für die Berechnung von Stromerträgen, eine Bestimmung der Luftdichte erforderlich. Diese erfolgte 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 sind Klimadaten für Düsseldorf, wo für die Klimanormalperiode 1991 bis 2020 eine durchschnittliche Jahrestemperatur von 11° Celsius gemessen wurde [32]. Aufgrund des fortschreitenden Klimawandels wird für die Berechnung angenommen, dass sich diese Temperatur mittlerweile um ein weiteres Grad auf 12° Celsius erhöht hat. Zudem wird von einer Höhenlage von 38 m über NHN ausgegangen.

3.1.1 Mittlere jährliche Windgeschwindigkeit

Die mittlere Windgeschwindigkeit bezeichnet die im langjährigen Mittel durchschnittlich auftretende Geschwindigkeit der Luft gegenüber dem Boden. Hierbei wird im Windatlas NRW ausschließlich die für die Windenergieerzeugung maßgebliche, horizontale Komponente betrachtet, nicht aber der vertikale Anteil (aufsteigende oder absinkende Luft). Die mittlere Windgeschwindigkeit in Deutschland variiert je nach Region und Höhe (Angaben für ca. 150 m über Grund):

- Küstenregionen (Nord- und Ostsee): 7,5–10,0 m/s (sehr gute Bedingungen)
- Norddeutsches Flachland (Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg): 6,0 – 8,0 m/s (günstige Voraussetzungen)
- Mittelgebirge (Sauerland, Harz, Eifel, Schwarzwald): 5,5–7,5 m/s (bedingt geeignet, Gipfellagen oft mit höheren Windgeschwindigkeiten und gut geeignet)
- Süddeutsches Binnenland (Bayern, Baden-Württemberg): 5,0–6,5 m/s (häufig nur mit Schwachwindanlagen wirtschaftlich)

Die Wirtschaftlichkeit der Windenergienutzung hängt stark von der Windgeschwindigkeit ab. Standardanlagen sind in der Regel ab etwa 6,0 m/s wirtschaftlich, während Schwachwindanlagen auch noch bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten eingesetzt werden können. Insgesamt bieten Standorte mit mehr als 6,0 m/s tendenziell gute Bedingungen, während zwischen 5,0 und 6,0 m/s spezielle Anlagentypen erforderlich sind. Regionen mit weniger als 4,5 m/s sind für Windenergieanlagen in der Regel ungeeignet. Abbildung 11 zeigt die mittlere jährliche Windgeschwindigkeit für ganz NRW in 175 m über Grund.

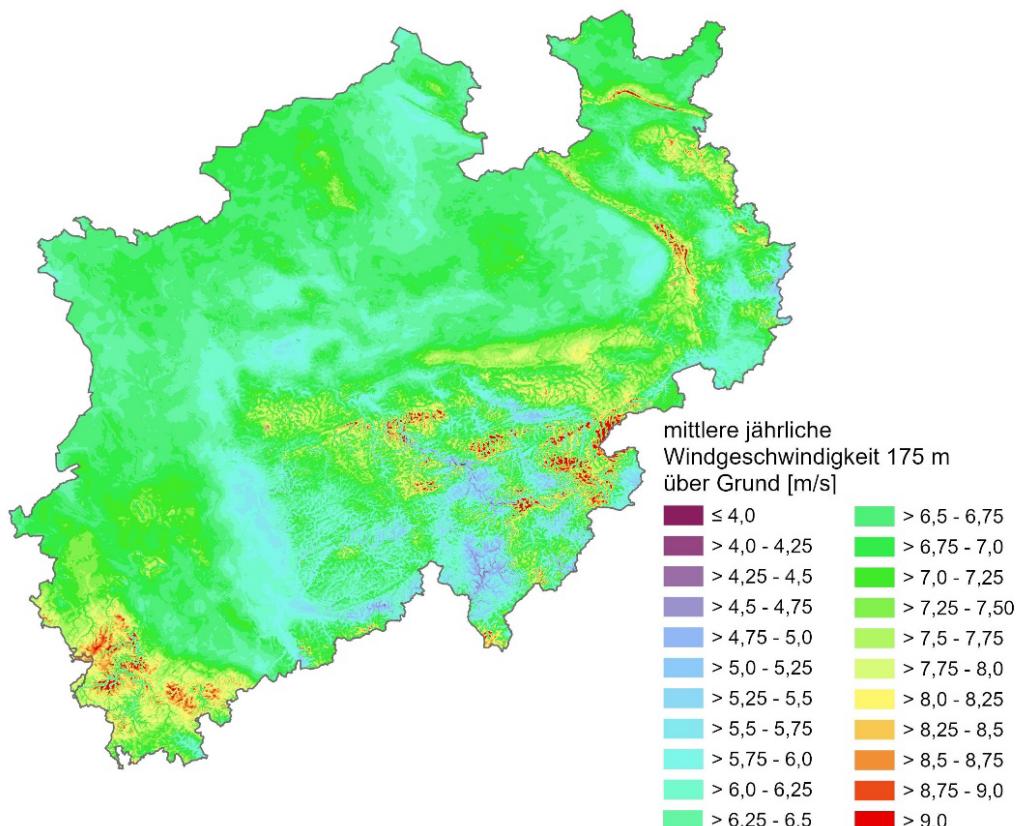


Abbildung 11: Mittlere jährliche Windgeschwindigkeit in 175 m über Grund

3.1.2 Mittlere gekappte Windleistungsdichte

Als Zielparameter für die Bewertung der Eignung von Flächen aufgrund ihrer Windhöufigkeit 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 Luftdichte, die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit und die Abregelung der Leistung von Windenergieanlagen bei Nennwindgeschwindigkeit eine Rolle.

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

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

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 Mitteleuropa, lässt sich diese Häufigkeit gut mit einer sogenannten Weibull-Verteilung, einer mathematischen Häufigkeitsverteilung, beschreiben (Abbildung 12).

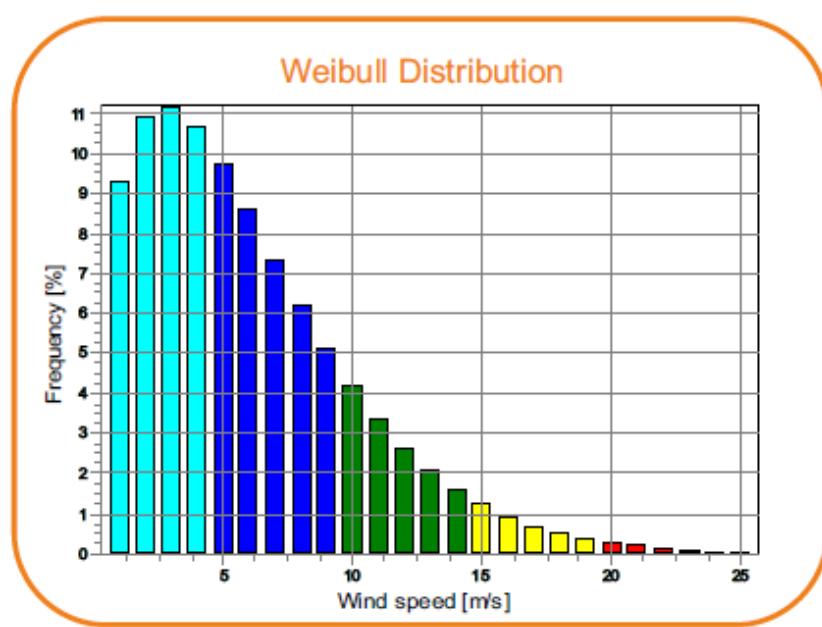


Abbildung 12: Weibull-verteilte Windgeschwindigkeiten

Der Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Windleistung findet sich naturgemäß auch im Betriebsverhalten einer Windenergieanlage. Es wird über Leistungskennlinien angegeben (Abbildung 13), typischerweise für eine Standardatmosphäre mit einer Luftdichte von $1,225 \text{ kg/m}^3$. Verglichen mit dem oben dargestellten, kubischen Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit und Windleistungsdichte gibt es einen entscheidenden Unterschied: 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.

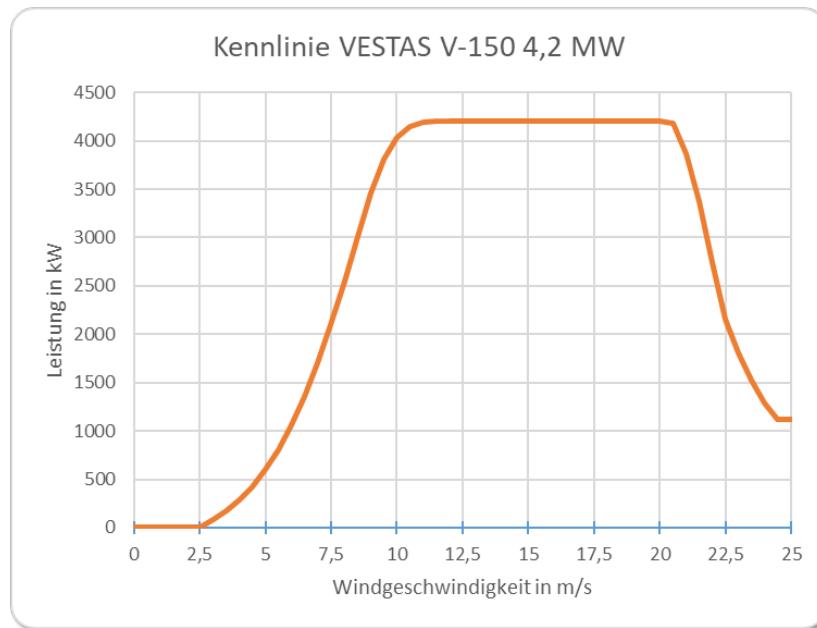


Abbildung 13: Leistungskennlinie der Vestas V-150 bei Standardluftdichte

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 NRW mit durchaus erheblichen Höhenunterschieden eine nicht zu vernachlässigende Rolle. Die genannten Effekte sind naturgemäß in den ebenfalls kartierten Jahreserträgen und Standortgüten enthalten (3.1.4). Im Zuge früherer Überlegungen und Windkartierungen, z.B. [12], kam jedoch wiederholt der Wunsch nach einem herstellerneutralen Parameter auf, der ein ansonsten ähnliches Verhalten zeigt.

Hierzu wurde der meteorologische Parameter der *mittleren Windleistungsdichte*, der sich aus den an einem Standort auftretenden Windgeschwindigkeiten in der entsprechenden Häufigkeit und der Luftdichte berechnet, dergestalt angepasst, dass sich oberhalb eines „Kappungswertes“ der Windgeschwindigkeit, entsprechend dem Nennwind einer Windenergieanlage, die Windleistung nicht mehr erhöht. Dieser Kappungswert wurde für den Windatlas NRW auf 13 m/s festgelegt, was eine typische Nennwindgeschwindigkeit für heute gängige WEA darstellt.

Wie sich mittlerweile bei vergleichbaren Kartierungen gezeigt hat, steht dem Vorteil der Anlagen- und Herstellerunabhängigkeit der Nachteil einer geringen Anschaulichkeit gegenüber. Zudem hat sich gezeigt, dass sich beispielsweise die Standortgüte (3.1.4) ebenfalls annähernd anlagenunabhängig verhält, solange nicht extreme Stark- oder Schwachwindanlagen zugrunde gelegt werden. Aus genannten Gründen ist die Bedeutung der gekappten Windleistungsdichte wieder etwas zurückgetreten. Im Windatlas Baden-Württemberg wurde ein Wert von 215 W/m² in 160 m über Grund als Grenzwert für eine Eignung zur Windenergienutzung gewählt. Die mittlere gekappte Windleistungsdichte in 175 m über Grund ist in Abbildung 14 für ganz NRW dargestellt.

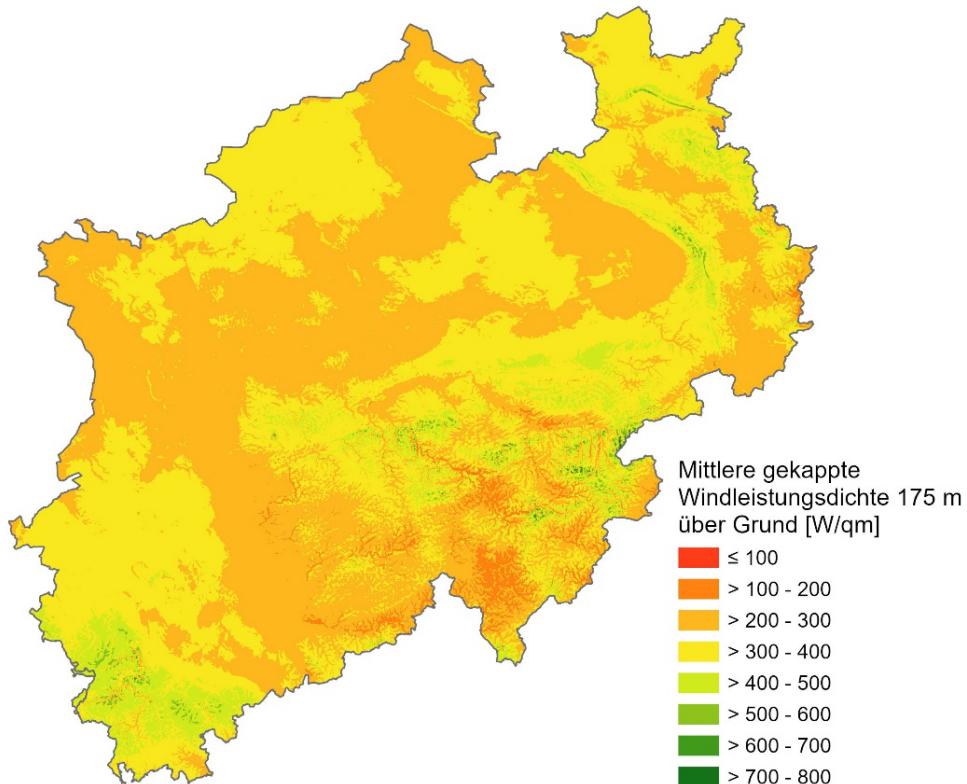


Abbildung 14: Mittlere gekappte Windleistungsdichte in 175 m über Grund

3.1.3 A und k Parameter

Die Windgeschwindigkeit an einem Standort folgt in Mitteleuropa und in vergleichbaren Windklimaten einer Weibull-Verteilung, die durch zwei Parameter beschrieben wird: den A-Parameter (Skalierungsparameter) und den k-Parameter (Formparameter). Diese Parameter sind entscheidend für die Bewertung des Windpotenzials und die Ertragsprognosen für Windenergieanlagen. Der A-Parameter gibt die charakteristische Windgeschwindigkeit an und ist ein Maß für das allgemeine Windniveau an einem Standort. Er wird in m/s angegeben und entspricht ungefähr der mittleren Windgeschwindigkeit multipliziert mit einer k-abhängigen Korrektur, die bei k = 2 etwa 1,12 beträgt. Ein hoher A-Wert deutet auf stärkere mittlere Windgeschwindigkeiten hin, was zu höheren Energieerträgen führt.

Der k-Parameter beschreibt die Form der Windgeschwindigkeitsverteilung und gibt an, wie stark die Windgeschwindigkeiten um den Mittelwert streuen. Typische k-Werte liegen zwischen 1,5 und 3:

- $k < 2$: Breite Verteilung, hoher Anteil an niedrigen und sehr hohen Windgeschwindigkeiten.
- $k \approx 2$: Typische Windgeschwindigkeitsverteilung in vielen Regionen.
- $k > 2$: Geringe Variabilität, Windgeschwindigkeiten konzentrieren sich um einen bestimmten Wert.

Die mittlere Windleistungsdichte (und damit die Energieproduktion einer Windenergieanlage) hängt von beiden Parametern ab. Eine Erhöhung des A-Parameters führt direkt zu mehr Energieertrag, während der k-Parameter beeinflusst, wie oft und wie lange sich die Windgeschwindigkeit in leistungsstarken Bereichen befindet. Bei gleicher mittlerer Windgeschwindigkeit hat ein Standort mit einem niedrigeren k-Parameter die höheren Jahreserträge. Für den Windatlas NRW wurden pro Berechnungshöhe beide Parameter ermittelt. Diese dienen auch als Grundlage für das Ertragsberechnungs-Tool im Energieatlas NRW.

3.1.4 Jahresertrag und Standortgüte

Für drei in NRW gängige, unterschiedlich große Windenergieanlagen-Typen wurden im Windatlas NRW landesweit durchschnittliche Jahreserträge sowie die Standortgüte nach EEG berechnet:

- Enercon E-115 EP3 E3 in 150 m über Grund
- Nordex N-149 5.X in 175 m über Grund
- Vestas V-172 in 200 m über Grund

Die Jahreserträge der genannten Anlagentypen werden zunächst durch Anwendung der Leistungskennlinien der Anlagen auf das luftdichtekorrigierte Windangebot jedes Datenpunktes wie folgt ermittelt:

$$E = \sum_{i=1}^n P(v_i) \times f(v_i) \times \Delta t$$

E = Gesamtenergieertrag [kWh]

$P(v_i)$ = Leistung der Windenergieanlage im Windgeschwindigkeitsbin v_i [kW] (aus der Leistungskennlinie)

$f(v_i)$ = Häufigkeit des Windgeschwindigkeitsbins v_i (z. B. aus einer Weibull-Verteilung)

Δt = Betrachtungszeitraum [h], hier ein Jahr.

n = Anzahl der Windgeschwindigkeitsbins in der Leistungskennlinie

Auf diese Brutto-Erträge wurde ein Minderungsfaktor von 18% angewendet, was einen typischen Wert für bei aktuellen Neuplanungen auftretenden Ertragsminderungen durch Verlustfaktoren wie beispielsweise Parkabschattung, genehmigungsrechtliche Auflagen, Wartung, sonstige Anlagenverfügbarkeit etc. darstellt. Der Pauschalwert setzt sich zusammen aus:

- Prognosegenauigkeit: 5 %
- Parkabschattungsverlust: 5 %
- Verfügbarkeitsverlust gemäß EEG: 2 %
- elektrischer Verlust: 2 %
- Fledermausschutz, Vogelschutz: 2 %
- Schallreduktion nachts: 2 %

Es sei darauf hingewiesen, dass die tatsächlich auftretenden Energieverluste projektspezifisch ermittelt werden müssen und im Einzelfall deutlich von dieser Pauschalannahme abweichen können – in beide Richtungen. Die kartierten Standortgüten ergeben sich durch Division der wie zuvor ermittelten Jahreserträge durch den Referenzertrag nach EEG des jeweiligen Anlagen Typs in der gegebenen Höhe über Grund. Da der Referenzertrag für einen Zeitraum von 5 Jahren angegeben wird, sind die Jahreserträge ebenfalls mit dem Faktor 5 zu multiplizieren.

Der Referenzertrag ist der Ertrag, der am sogenannten Referenzstandort erzielt würde. Hierbei handelt es sich um einen im EEG [11] festgelegten Standort mit genormten Windbedingungen. Je nach Standortgüte wird der anzulegende Wert für die Vergütung durch Multiplikation mit einem Korrekturfaktor bestimmt. Somit werden für WEA-Betreiber geringere Stromerträge auf Grund tendenziell schlechterer Windverhältnisse (schlechtere Standortgüte) durch eine höhere Vergütung (teilweise) wieder ausgeglichen.

Nach EEG 2023 § 36h wird hierbei in einem Bereich zwischen 60 % und 150 % Standortgüte differenziert (in den Südregionen zwischen 50 % und 150 %, dies ist jedoch für NRW nicht relevant). Noch windschwächere Standorte, die eine Standortgüte von weniger als 60 % aufweisen, werden demnach nicht höher vergütet und somit nicht anders behandelt als Standorte mit einer Standortgüte von 60 %. Die Abbildung 15 Abbildung 16 und Abbildung 17 zeigen landesweit die Standortgüte der drei genannten WEA-Typen in den Höhen 150 m, 175 m und 200 m über Grund.

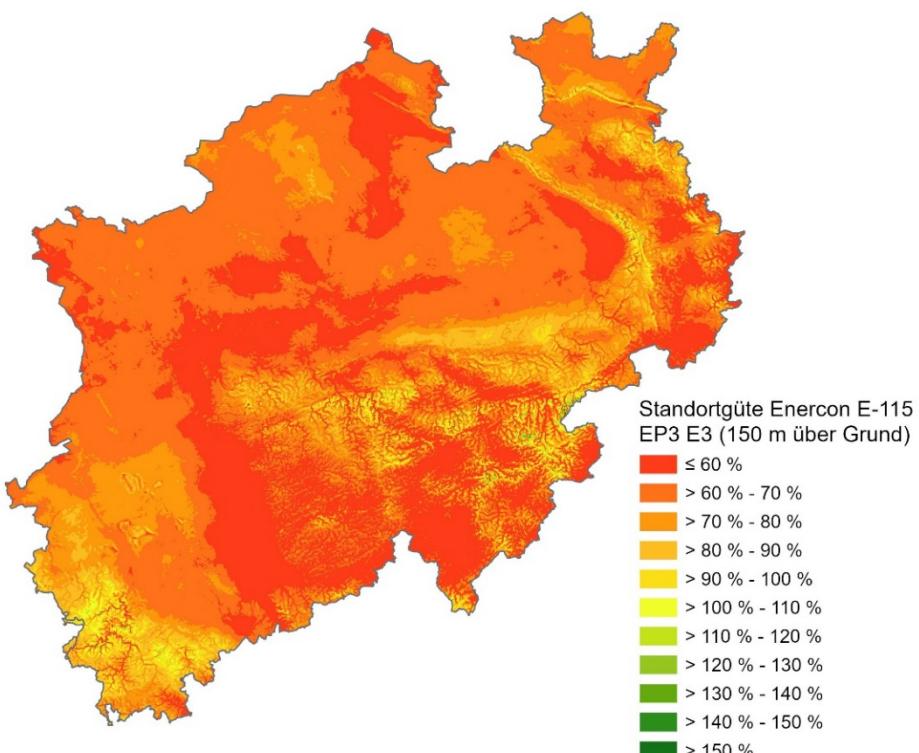


Abbildung 15: Standortgüte Enercon E-115 EP3 E3 in 150 m über Grund

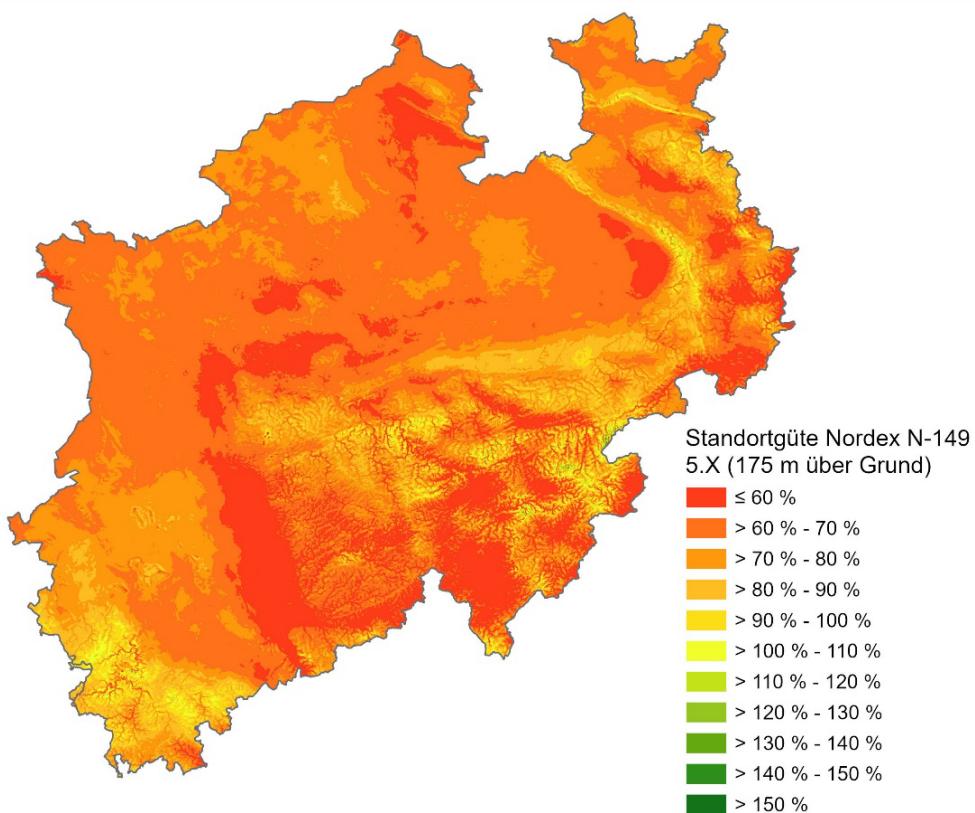


Abbildung 16: Standortgüte Nordex N-149 5.X in 175 m über Grund

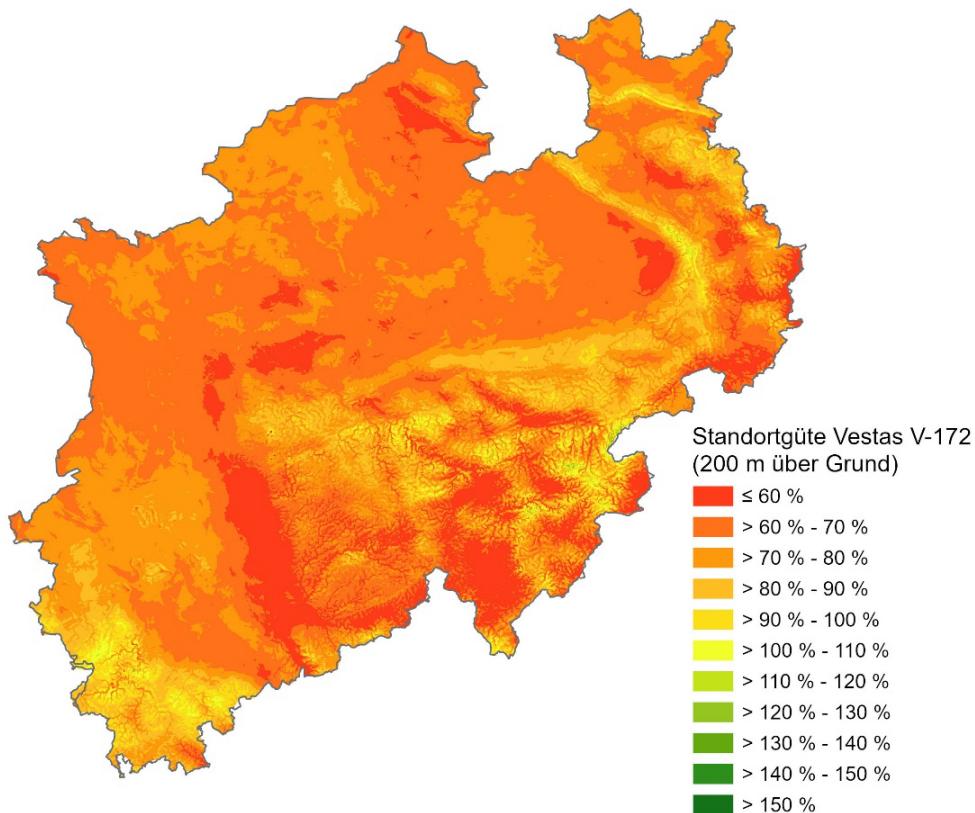


Abbildung 17: Standortgüte Vestas V-172 in 200 m über Grund

3.1.5 Turbulenz

Unter Turbulenz versteht man bei der Windenergienutzung die kurzzeitigen Schwankungen der Windgeschwindigkeit um einen Mittelwert – typischerweise einen 10-Minuten Mittelwert. Sie kommen in der sogenannten Grenzschicht vor, der untersten Schicht der Atmosphäre, und werden durch Störeinflüsse der Geländebeschaffenheit auf die Windströmung ausgelöst, z. B. durch Waldgebiete, bewegtes Gelände oder städtische Bebauung (Abbildung 18). Ebenes, offenes Gelände oder Wasserflächen führen zu einer geringen Turbulenz. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass die Turbulenz mit zunehmender Höhe abnimmt, oberhalb der Grenzschicht verschwindet sie schließlich ganz.

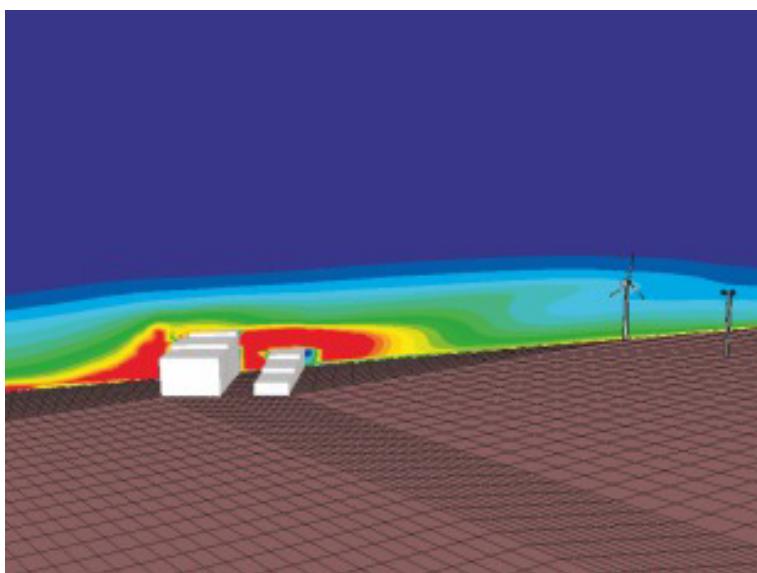


Abbildung 18: Simuliertes Turbulenzfeld an einem Gebäude

Für den Windatlas NRW 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. Die Nachlaufturbulenz wurde im Rahmen dieser Untersuchung nicht betrachtet.

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 Turbulenz 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. Für die Turbulenzklasse A nach [2], die gängigste Auslegungsklasse für moderne WEA, ergibt sich beispielsweise bei 15 m/s ein Grenzwert von 18% Turbulenzintensität. Teilweise können höhere Turbulenzen durch geringe Betriebslasten aufgrund anderer Lastparameter ausgeglichen werden was durch einen individuellen Standsicherheitsnachweis nachgewiesen werden muss. Abbildung 19 zeigt die mittlere meteorologische Turbulenzintensität für NRW in 175 m über Grund.

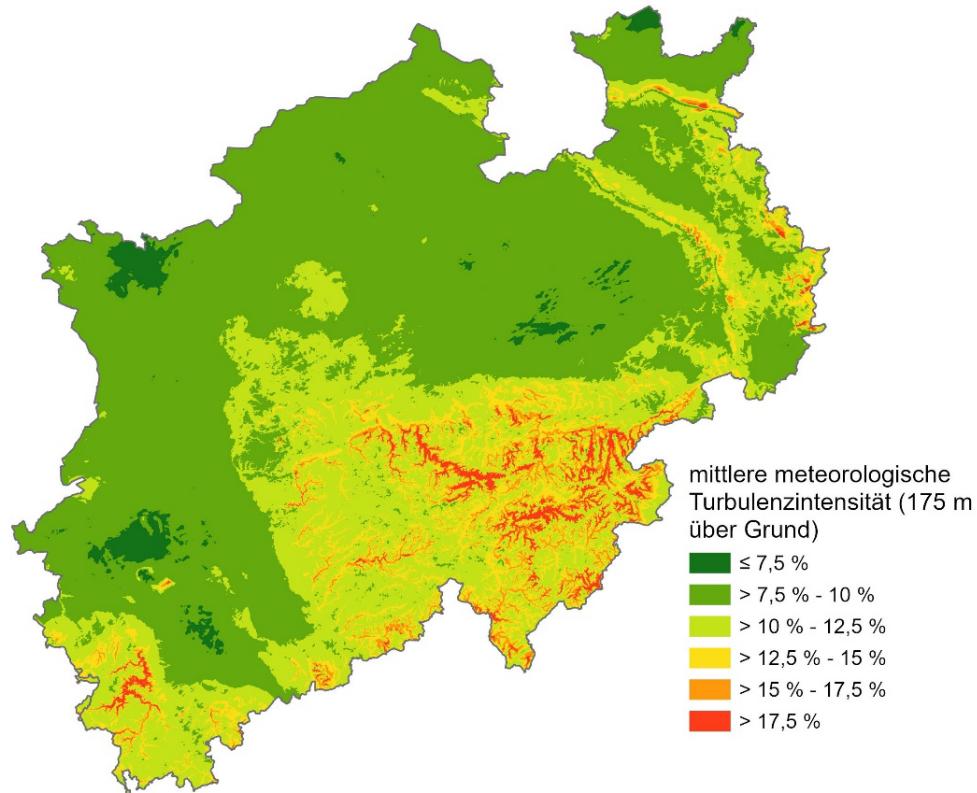


Abbildung 19: Mittlere meteorologische Turbulenzintensität in 175 m über Grund

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, erfolgte im Rahmen der Modellierungen des Windatlas NRW auch 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 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 Punkt 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. Eine Übersicht der räumlichen Ausprägung der Unsicherheit der Modellergebnisse ist in Abbildung 20 dargestellt.

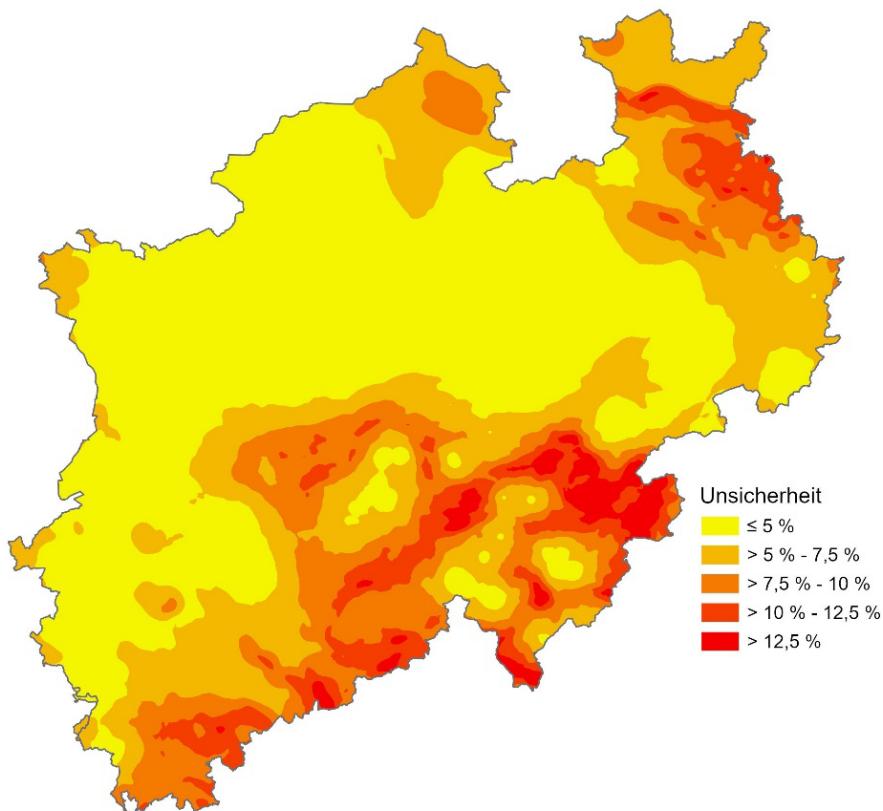


Abbildung 20: Unsicherheit der Modellergebnisse

3.2 Das Windangebot Nordrhein-Westfalen

Abschließend erfolgt eine Übersicht und Einordnung der Ergebnisse des Windatlas NRW und somit des Windangebots in den verschiedenen Regionen des Landes. Die hierfür gewählte Abgrenzung folgt im Wesentlichen den naturräumlichen Haupteinheiten, wurde jedoch im Hinblick auf die regionale Bedeutung der Windenergienutzung leicht modifiziert (Abbildung 21).



Abbildung 21: Regionen der Windenergienutzung in NRW

Grundsätzlich treten in Deutschland die höchsten Windgeschwindigkeiten insbesondere an der Nord- und Ostseeküste auf. So ergibt sich hinsichtlich der Windhöufigkeit bundesweit im Allgemeinen ein Nord-Süd- bzw. Nordwest-Südost-Gefälle. Zudem steigt das Windangebot mit der Geländehöhe, z. B. in Mittelgebirgslagen, wie sie auch in NRW vorzufinden sind [33].

3.2.1 Norddeutsche Tiefebene

Die norddeutsche Tiefebene erstreckt sich von den Küsten von Nord- und Ostsee nach Süden bis zur mitteldeutschen Mittelgebirgsschwelle. Diese wird am Nordrand von Nordrhein-Westfalen durch den Doppelhöhenzug von Wiehengebirge und Teutoburger Wald gekennzeichnet. Die Tiefebene ist in weiten Bereichen durch nahezu ebenes Gelände charakterisiert, orographische Strukturen finden sich, wenn überhaupt, zumeist im Bereich eiszeitlicher Endmoränen. Sie zeichnet sich aufgrund ihrer Küstennähe und fehlender Windhindernisse durch ein hohes Grundwindpotenzial aus, das von Nord nach Süd abnimmt. Nur ein kleiner Teil der Landesfläche von NRW nördlich des Wiehengebirges, im Bereich Espelkamp und Petershagen ist noch der Norddeutschen Tiefebene zuzurechnen. Die Windverhältnisse sind hier weitgehend gleichförmig und erreichen Standortgüten um 70 %.

3.2.2 Westfälische Bucht und Teutoburger Wald

Die Westfälische Bucht umfasst den größten Teil des nördlichen Nordrhein-Westfalens. Sie wird nach Norden/Nordosten durch den Teutoburger Wald begrenzt, nach Süden reicht sie bis zum Anstieg ins Bergische Land und Sauerland. Sie findet ihren östlichen Abschluss in der Paderborner Hochfläche, dem Eggegebirge und dem Sintfeld. Nach Westen öffnet sie sich in das niederländische und niederrheinische Tiefland. Das Münsterland, die Soester Börde und große Teile des Ruhrgebiets sind der Westfälischen Bucht zuzurechnen. Die Landschaft ist orographisch größtenteils wenig bewegt, große Teile sind durch landwirtschaftliche Nutzung gekennzeichnet. Ausnahme ist die dicht bebaute und industriell geprägte Region des Ruhrgebiets.

Das Windangebot erreicht in weiten Bereichen Standortgüten um 60 % bis 70 %. Schon bei orographisch leicht bevorzugten Lagen wie im Bereich der Beckumer Berge oder des Schöppinger Berges macht sich die grundsätzlich begünstigte, in Hauptwindrichtung West offene Lage durch ein spürbar erhöhtes Windpotenzial bemerkbar. In noch deutlich größerem Maße macht sich das auf dem Höhenzug des Teutoburger Waldes bemerkbar, wo räumlich begrenzt Standortgüten bis über 100% erreicht werden können. Gleichzeitig drückt der Höhenzug den Wind luvseitig in die Höhe, was dort zu einem unterdurchschnittlichen Windangebot führt.

3.2.3 Weserbergland

Das Weserbergland schließt sich nordöstlich und östlich an die Höhenzüge von Teutoburger Wald und Eggegebirge an, es umfasst klar strukturierte Höhenzüge wie das Wiehengebirge ebenso wie das Hügelland des Lipper Landes und Bördelandschaften wie die Warburger Börde. Das Windangebot ist uneinheitlich und maßgeblich durch die orographische Lage bestimmt. Auf dem Höhenzug des Wiehengebirges und in den Hügellagen des Lipper Landes finden sich gute Windverhältnisse, in den weniger windgünstig gelegenen Bereichen, insbesondere in Lee von Teutoburger Wald und Eggegebirge fällt das Angebot deutlich ab.

3.2.4 Niederrheinisches Tiefland

Das Niederrheinische Tiefland schließt sich westlich des Rheins an die Westfälische Bucht an, es grenzt im Norden und Westen an die Niederlande. Hier finden sich im Bereich des Rheinübergangs in die Niederlande mit unter 10 m über NHN die geringsten natürlichen Geländehöhen des Bundeslands. Die Landschaft ist vergleichbar mit der Westfälischen Bucht, gleiches gilt für das Windangebot.

3.2.5 Niederrheinische Bucht

Südlich an das Niederrheinische Tiefland anschließend findet sich die Niederrheinische Bucht. Sie hat ihren Namen von der buchtartigen Form, in der sie von Norden in das Bergland von Eifel im Westen/Südwesten und Bergischem Land im Osten einschneidet. Der Verlauf des Rheintals im Ostteil der Bucht hat maßgeblichen Einfluss auf die Windverhältnisse: Während sich im Großteil von NRW, so wie in ganz Mitteleuropa eine deutlich dominierende Hauptwindrichtung West/Südwest und ein zweites, kleineres Maximum im Osten bzw. Nordosten findet, kommt es durch den Verlauf des Rheins zu einer großräumigen Windverdrehung. Hier dominiert, dem Talverlauf folgend, die Windrichtung Südsüdost. Dieser Effekt ist noch bis in die Region nördlich von Düsseldorf spürbar, wo die Talkanten des Rheintals kaum noch wahrnehmbar sind.

Abgesehen von der beschriebenen Anomalie zeichnet sich der Bereich des Rheintals durch ein unterdurchschnittliches Windangebot aus. Nach Westen schließt sich die Ville, die Zülpicher Börde und das nördliche Eifelvorland an. Hier finden sich grundsätzlich bessere Windverhältnisse, die etwa denen in der Westfälischen Bucht und im Niederrheinischen Tiefland entsprechen. Insbesondere im Bereich der Ville ist die Landschaft durch ausgedehnte Braunkohlelagergebiete und Halden gekennzeichnet, die einen maßgeblichen Einfluss auf das lokale Windangebot ausüben.

Im Südosten wird die Niederrheinische Bucht durch das Siebengebirge abgeschlossen, wenig südlich folgt bereits die Landesgrenze zu Rheinland-Pfalz. Insbesondere die Kuppenlagen des Siebengebirges weisen punktuell ein hohes Windangebot auf.

3.2.6 Eifel/Hohes Venn

Die Mittelgebirgslandschaft der Eifel bildet den südwestlichen Abschluss von Nordrhein-Westfalen. Sie ist das eine der beiden großen Mittelgebirge in Nordrhein-Westfalen, anders als das Sauerland erstreckt sich die Eifel weit ins Nachbarbundesland Rheinland-Pfalz und nach Belgien, der größte Teil des Gebirges mit seinen höchsten Erhebungen befindet sich außerhalb der Landesgrenzen von NRW. Die Gipfellagen erreichen vielfach Höhenlagen über 600 m ü. NHN, das Windangebot wird maßgeblich durch die Orographie bestimmt. Es ist in den Hochlagen überdurchschnittlich gut mit Standortgüten über 100 %. Teilweise, so im Bereich des nördlichen Hohen Venns bei Simmerath, ebenso zwischen Nettersheim und Bad Münstereifel weist die Landschaft hochflächenartigen Charakter auf, so dass sich größere Bereiche mit entsprechend guten Windverhältnissen finden. Aus diesen Gründen gehören diese Regionen zu den ersten in NRW, in denen in den 90er Jahren des vergangenen Jahrhunderts in größerem Maßstab mit der Nutzung der Windenergie begonnen wurde.

3.2.7 Bergisches Land

Östlich der Niederrheinischen Bucht beginnt das Gelände mit dem Übergang ins Bergische Land sukzessive anzusteigen und nimmt gleichzeitig einen deutlich veränderten Landschaftscharakter an. Anstelle von weiträumiger, ebener Landschaft findet sich hier gegliedertes, hügeliges und vielfach zertaltes Gelände. Im Norden markiert der Lauf der Ruhr und das Ardeygebirge die Grenze zur Westfälischen Bucht. Nach Osten folgt die Mittelgebirgslandschaft des Sauerlandes, der Übergang ist in etwa durch den Verlauf der Autobahn 45 gekennzeichnet. Die höchsten Erhebungen Homert und Unnenberg überschreiten knapp die 500 m Marke, die besten Windverhältnisse finden sich aber im nördlichen Bergischen Land, in der Region zwischen Wuppertal und dem Ruhrtal. Das Windangebot folgt hierbei weitgehend den orographischen Strukturen und nimmt generell von Nord nach Süd ab.

3.2.8 Sauerland und Siegerland

Das Sauerland und das sich südlich anschließende Siegerland stellt das zweite, große Mittelgebirge in NRW dar – genaugenommen kann man ihm auch das Bergische Land als dessen westliches Vorland zurechnen. Anders als die Eifel befindet es sich nahezu komplett innerhalb der Landesgrenzen. Es weist mit dem Langenberg (843 m ü. NHN) die höchste Erhebung in NRW auf.

Dominierender Gebirgszug im Sauerland ist das Rothaargebirge, welches sich von der Kalteiche ganz im Südosten von NRW, die den Übergang in den Westerwald darstellt, bis zur Briloner Hochfläche im Nordosten reicht. Es stellt damit sowohl das höchste, als auch von der Ausdehnung her das größte Gebirge in NRW dar. Vielfach werden Höhenlagen über 700 m ü. NHN, im Nordostteil wiederholt über 800 m ü. NN erreicht (Langenberg, Hegekopf, Kahler Asten).

Die orographischen Dimensionen sind vielfach erheblich, vor allem im Nord- und Nordostteil des Sauerlandes, wo die Erosionsbasis bereits unterhalb der 300 m Marke liegt, kommt es kleinräumig zu Höhenunterschieden von über 400 Höhenmetern mit entsprechenden Auswirkungen auf das Windpotenzial. Extrem exponierte Gipfellagen, in denen sich kleinräumig das beste in NRW vorzufindende Windpotenzial findet, und tief eingeschnittene, windgeschützte Tallagen finden sich oft in unmittelbarer Nachbarschaft.

Besonders in solchen Situationen, aber generell in allen Mittelgebirgen gilt, dass neben den Windgeschwindigkeiten auch andere Windfeldparameter für eine Beurteilung der Standorteignung herangezogen werden müssen. So stehen oftmals die Umgebungsturbulenz, Schräganströmung und/oder sehr hohe Windscherung der Windenergienutzung entgegen, wenn man sich von den Kuppenlagen entfernt, auch wenn noch ausreichende Windgeschwindigkeiten vorhanden wären.

Den windbegünstigten Berg- und Kammlagen des Sauerlandes stehen Täler und Senken mit nur geringem Windangebot gegenüber, hier ist insbesondere das orographisch großräumig windungünstig gelegene Siegerland zu nennen. Sehr gut geeignete und ungeeignete Flächen liegen räumlich oft sehr nah beieinander. Weiterhin kommt es in Hanglagen, die aufgrund des Windangebots noch für die Nutzung geeignet wären oft zu hohen Umgebungsturbulzenzen, Windgradienten und zu Schräganströmungen. Dies kann zu hoher Betriebslasten und damit dazu führen, dass solche Flächen nicht für die Windenergie genutzt werden können – dies gilt

gerade im Hinblick auf moderne Großanlagen, die aufgrund ihrer Dimensionen besonders von Variationen des Windfeldes innerhalb der großen Rotorflächen betroffen sind. Hier gilt es insbesondere bei der Planung von Windenergiebereichen im Einzelfall näher hinzuschauen. Gleichermaßen gilt prinzipiell für alle Mittelgebirgslagen mit ähnlichen orographischen Dimensionen.

Eine Sonderstellung hinsichtlich des Windpotenzials und der Windenergienutzung nimmt der Nordrand des Sauerlandes ein. Insbesondere im Bereich des Haarstrangs, der den nördlichen Abschluss des Sauerlandes markiert und im folgenden Abfall zur Westfälischen Bucht, aber auch auf der Briloner Hochfläche, finden sich recht großräumig gute bis sehr gute Windverhältnisse. Sie werden durch einen Fallwind verursacht, der bei den häufig auftretenden Süd- und Südwestwindlagen vom Sauerland in die sich anschließende Tiefebene der Westfälischen Bucht weht. Dieser Effekt lässt sich ähnlich an den Nordfüßen aller norddeutschen Mittelgebirge beobachten, in NRW auch am Nordrand der Eifel. Er hat dazu geführt, dass diese Region, zusammen mit der Eifel und den Landschaftsräumen der Paderborner Hochfläche und des Sintfeld zu den ersten gehörte, in denen die Windenergie in großem Maßstab genutzt wurde.

3.2.9 Paderborner Hochfläche, Eggegebirge, Sintfeld

Die Paderborner Hochfläche, das sich direkt östlich anschließende Eggegebirge und das südlich folgende Sintfeld schließen die Westfälische Bucht nach Osten ab und stellen die Verbindung vom Teutoburger Wald im Norden zum Sauerland im Süden her. Obwohl verglichen mit den übrigen, beschriebenen Landschaftsräumen weniger ausgedehnt, verdienen sie aufgrund ihrer Bedeutung für die Windenergienutzung gesonderte Erwähnung.

Die Lage ist großräumig windbegünstigt, auf die in Hauptwindrichtung West weiträumig geöffnete Westfälische Bucht folgt hier ein sanfter Anstieg auf über 300 m ü. NHN im Bereich der Paderborner Hochfläche und auf über 400 m ü. NHN in Teilen des Eggegebirges und des Sintfeldes. Das gute Windangebot, verbunden mit großen Freiflächen von höchstens mäßiger Komplexität führen hier seit über 30 Jahren zu einer intensiven Windenergienutzung.

Alle Ergebnisse der landesweiten Windmodellierung sind in der entsprechenden hohen räumlichen Auflösung online und in Kartenform im Energieatlas NRW dargestellt. Alle Geodaten werden zudem frei zum Download bereit gestellt. Der Windatlas NRW umfasst die verschiedenen, in Kapitel 3.1 beschriebenen Ergebnissparameter für die sieben modellierten Höhenschichten und ist im Energieatlas NRW Teil der „Planungskarte Wind“.

4 Glossar

Bias:	Systematische, hier konstante Abweichung eines Simulationsergebnisses von Beobachtungswerten
CFD:	Computational Fluid Dynamics - Numerische Strömungsmechanik
Clustering:	Verfahren zur Detektierung von Ähnlichkeitsstrukturen in Datenbeständen
GWS:	Global Windmapping Service, weltweites System zur Windkartierung der Firma AL-PRO
LiDAR:	Light Detection And Ranging, ein Verfahren zur Fernmessung atmosphärischer Parameter auf Basis von Laserstrahlen
Nudging:	Räumlich begrenzte Anpassung von Modellergebnissen an die Ergebnisse von Messungen
Rauigkeit:	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.
SCADA:	Supervisory Control and Data Acquisition, computergestützte Überwachung und Steuerung technischer Prozesse
Solver:	Computerprogramm zur numerischen Lösung mathematischer Probleme
Voronoi:	Analysemethode zur Zerlegung eines Raumes in Regionen, die durch eine Menge von Punkten (Zentren) bestimmt wird
WAsP:	Wind Atlas Analysis and application Program, gängiges lineares Strömungsmodell zur Windberechnung in einfachem Gelände
Windgradient:	Maß für die Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe über Grund

5 Literaturverzeichnis

- [1] European Wind Atlas (1989); Nils G. Mortensen, Ib Troen, Erich Lundtang Petersen. Risø National Laboratory. Denmark.
- [2] IEC 61400-1, Fourth edition, Amendment 1, 2019, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland.
- [3] Global Windmapping Service (GWS®) (2009); Dipl. Geogr. Jasmin Diers, Dipl.- Inf. Carsten Albrecht; Poster-Präsentation auf der EWEC 2009 in Marseille (Frankreich).
- [4] A statistical-dynamical downscaling procedure for global climate simulations (1995); Frey-Buness, D. Heimann, R. Sausen - Theoretical and Applied Climatology 50, p. 117 - 131.
- [5] AnemoScope – Wind Energy Simulation Toolkit, Version 1.5.10, Build 1. May 2007, Canadian Hydraulics Center / National Research Council.
- [6] 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.
- [7] METEODYN MUP WT und WPA 1.9.1, 2024 Meteodyn, Frankreich
- [8] WindPRO, Version 4.1.264 2024, EMD International A/S, Denmark.
- [9] Technische Richtlinien für Windenergieanlagen, Teil 6: Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen, Revision 12, 28.11.2023; FGW e. V. Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien e.V.
- [10] T-RIX, A new criteria to classify orographic complexity for wind energy yield assessment. 31. Windenergietage, Potsdam, 7. November 2023, FGW e. V., Adler, D., Albrecht, C., Cordes, J., Gaupp, T., & Richter-Rose, M., <https://doi.org/10.5281/zenodo.10078649>
- [11] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2023), Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 23. Oktober 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 327) geändert worden ist.
- [12] Windatlas Baden-Württemberg 2019, Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, 2019
- [13] 3D Messdaten (Laserscandaten) des Landes Nordrhein-Westfalen <https://www.bezreg-koeln.nrw.de/geobasis-nrw/produkte-und-dienste/hoehenmodelle/digitale-gelaendemodelle/digitales-gelaendemodell>.
- [14] Digitales Basis Landschaftsmodell des Landes Nordrhein-Westfalen, <https://www.bezreg-koeln.nrw.de/geobasis-nrw/produkte-und-dienste/landschaftsmodelle/aktuelle-landschaftsmodelle/digitales-basis>.
- [15] SRTM 90m Digital Elevation Database v4.1 <https://csidotinfo.wordpress.com/data/srtm-90m-digital-elevation-database-v4-1/>.
- [16] Tree Cover Density 2015, Copernicus Land Monitoring Service 2018.
- [17] CORINE Land Cover (CLC2012); Umweltbundesamt.
- [18] Global Forest Canopy Height (GLAD, 2019), University of Maryland, provided by EMD WindPRO.

- [19] The NCEP/NCAR 40-Year Reanalysis Project (1996); E. Kalnaya, M. Kanamitsu, R. Kistler, W. Collins, D. Deavena, L. Gandina, M. Iredella, S. Sahai, G. White, J. Woollen, Y. Zhu, A. Leetmaa, R. Reynolds, M. Chelliah, W. Ebisuzaki, W. Higgins, J. Janowiak, K.C. Mo, C. Ropelewski, J. Wang, Roy Jenne, and Dennis Joseph; *Bulletin of the American Meteorological Society*.
- [20] MERRA2: Modern ERA-Retrospective Analysis for Research and Applications, NASA National Aeronautics and Space Administration, Goddard Space Flight Center, Greenbelt, USA
- [21] EMD-WRF Europe+, EMD International A/S, 2019. Distribution through EMD and WindPRO. This dataset uses ERA5 which is being developed through the Copernicus climate Change Service (C3S). Data processing and distribution for ERA5 is carried out by ECMWF.
- [22] Comparing WAsP and CFD wind resource estimates for the "regular" user, Rui Pereira, Ricardo Guedes, C. Silva Santos, Megajoule Inovancao Lda, Engineering Institute of Porto.
- [23] A new wind atlas for the region "Provence-Alpes-Cote d'Azur", Didier Delaunay, Sébastien Louineau, Emmanuel Buisson, Tristan Clarenc, Meteodyn, Numtech, EWEC 2009, Bruxelles.
- [24] Wind farm production assessment in forested and complex terrain, Didier Delaunay, Aurelien Chantelot, T. Clarenc, D. Koulibaly, European Wind energy Conference, Milan 2007.
- [25] Wind resource assessment in forested and complex terrain, Didier Delaunay, Aurelien Chantelot, T. Clarenc, D. Koulibaly, European Wind energy Conference, Athens 2006.
- [26] 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.
- [27] Use of high resolution roughness data for wind modeling in forested area, Tristan Clarenc, Nicolas Girard, Maja Eolis, American Wind energy Conference, Warsaw 2010.
- [28] Meteodyn WT: Site Assessment on complex terrain, Aurelien Chantelot, Tristan Clarenc, Laura Corrochano, Mar Alegre, Meteodyn, Gamesa, 2008.
- [29] Simulated Computation of Complex Environment Wind Farm, Zhu Mingliang, Chinese Wind Energy Conference, Beijing 2010.
- [30] Validation of meteodyn WT on a Hebei Province Wind Farm Project (China), Tristan Clarenc, Wu Jian, Karim Fahssis Meteodyn, 2009.
- [31] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Pressemitteilung Ausbau Erneuerbarer Energien 2024, 08.01.2025, Link: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2025/20250108-ausbau-erneuerbarer-energien-2024.html> (zuletzt aufgerufen am 04.07.2025)
- [32] Landesamt für Natur, Umwelt und Klima Nordrhein-Westfalen [LANUK]: Klimaatlas NRW. Link: <https://www.klimaatlas.nrw.de/klima-nrw-pluskarte> (zuletzt aufgerufen am 04.07.2025)
Diercke: Deutschland – Windenergie (Link: <https://diercke.de/content/deutschland-windenergie-978-3-14-100800-5-68-2-1>; zuletzt aufgerufen am 03.07.2025)

6 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Erstellung des Windatlas NRW – Übersicht der Methodik	6
Abbildung 2:	Orographiemodell Nordrhein-Westfalen, Relief 20-fach überhöht.....	7
Abbildung 3:	Waldmodell, gesamtes Modellgebiet (links), Detailausschnitt (rechts).....	8
Abbildung 4:	Dreidimensionales Geländemodell, Ausschnitt.....	9
Abbildung 5:	Mesoskaliges Strömungsfeld in komplexem Gelände	10
Abbildung 6:	Graphische Darstellung der Zeitreihe einer Windmessung; oben: Verlauf der Windgeschwindigkeit in verschiedenen Messhöhen, unten: Verlauf der entsprechenden Windrichtungen.....	15
Abbildung 7:	Windgradienten nach Tages- und Jahreszeit	16
Abbildung 8:	SCADA-Datenanalyse mit Meteodyn WPA	18
Abbildung 9:	Abdeckung Validierungspunkte	20
Abbildung 10:	Mittlere jährliche Windgeschwindigkeit in den sieben Berechnungshöhen.....	24
Abbildung 11:	Mittlere jährliche Windgeschwindigkeit in 175 m über Grund.....	25
Abbildung 12:	Weibull-verteilte Windgeschwindigkeiten.....	26
Abbildung 13:	Leistungskennlinie der Vestas V-150 bei Standardluftdichte	27
Abbildung 14:	Mittlere gekappte Windleistungsdichte in 175 m über Grund.....	28
Abbildung 15:	Standortgüte Enercon E-115 EP3 E3 in 150 m über Grund.....	30
Abbildung 16:	Standortgüte Nordex N-149 5.X in 175 m über Grund.....	31
Abbildung 17:	Standortgüte Vestas V-172 in 200 m über Grund.....	31
Abbildung 18:	Simuliertes Turbulenzfeld an einem Gebäude.....	32
Abbildung 19:	Mittlere meteorologische Turbulenzintensität in 175 m über Grund	33
Abbildung 20:	Unsicherheit der Modellergebnisse	34
Abbildung 21:	Regionen der Windenergienutzung in NRW	35

IMPRESSUM

Herausgeber	Landesamt für Natur, Umwelt und Klima Nordrhein-Westfalen (LANUK NRW) Leibnizstraße 10, 45659 Recklinghausen Telefon 02361 305-0 E-Mail: poststelle@lanuk.nrw.de
Bearbeitung	Dr. Markus Brüne, Dr. Christina Haubaum, Anna Jostmeier, Niklas Raffalski (alle LANUK)
	Der Fachbericht basiert im Wesentlichen auf den Ergebnissen und dem Abschlussbericht einer landesweiten Windfeldmodellierung, die die Firma AL PRO GmbH & Co. KG im Auftrag des LANUK im Zeitraum 2024-2025 durchgeführt hat.
	AL PRO GmbH & Co. K, Dorfstr. 100, 26532 Großheide, www.al-pro.de Bearbeitung: Carsten Albrecht, Robin Gummels, Arne Zitting, Tina Kemmerich
Veröffentlichung	Oktober 2025
Titelbild	Adobe Stock/WINDCOLORS
ISSN	3052-9409 (Online), LANUK-Fachberichte
Informationsdienste	Informationen und Daten aus NRW zu Natur, Umwelt und Klima unter • www.lanuk.nrw.de Aktuelle Luftqualitätswerte zusätzlich im • WDR-Videotext
Bereitschaftsdienst	Nachrichtenbereitschaftszentrale des LANUK (24-Std.-Dienst) Telefon 0201 714488

Landesamt für Natur, Umwelt und Klima
Nordrhein-Westfalen

Leibnizstraße 10
45659 Recklinghausen
Telefon 02361 305-0
poststelle@lanuk.nrw.de

www.lanuk.nrw.de