



Rheinland-Pfalz

MINISTERIUM FÜR
WIRTSCHAFT, KLIMASCHUTZ,
ENERGIE UND
LANDESPLANUNG

WINDATLAS RHEINLAND-PFALZ

Energie, die einleuchtet



IMPRESSUM

Titel: Windatlas Rheinland-Pfalz

Herausgeber: Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung Rheinland-Pfalz
Stiftsstraße 9 • 55116 Mainz • Internet: www.mwkel.rlp.de • E-Mail: poststelle@mwkel.rlp.de
Telefon: 06131 / 16-0

Konzeption und Ausarbeitung: TÜV SÜD Industrie Service GmbH • Ludwig-Eckert-Str. 8
93049 Regensburg • Internet: www.tuev-sued.de/windenergie • E-Mail: windenergie@tuev-sued.de
Telefon: 0941/ 460212-0 • Fax: 0941/ 460212-29

Verantwortliche Bearbeiter: Dipl.-Geoökol. Stephanie Dix • Dipl.-Geoökol. Martina Hunner
Dipl.-Phys. Thomas Zirngibl

Redaktion: Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung Rheinland-Pfalz

Weitere Unterstützung durch: ABO Wind AG • AEKS GmbH und Co. KG • BWE Bundesverband Wind-Energie e.V.; Landesverband Rheinland-Pfalz / Saarland • EnBW Erneuerbare Energien • G.A.I.A. mbH • Höhenwindpark GmbH • juwi Energieprojekte GmbH • Natcraft energy solution • Öko Eifelwind GmbH & Co. KG • RWE Innogy GmbH

Fotonachweis: TÜV SÜD Industrie Service GmbH: S. 14; S. 21; S. 22, S. 25; S. 26 • Getty Images: Tim Robberts (Titel) • istockphoto: Birzio S. 6; Stephan Hoerold S. 19; hadynyah S. 35; schmidt-z S.42.
Thinkstock: S 8; S. 27.

Textsatz, Bildbearbeitung und Gestaltung: KOMPAKTMEDIEN – Die Kommunikationsbereiter GmbH
www.kompaktmedien.de

Mainz, Juli 2013

Für nicht gewerbliche Zwecke sind Vervielfältigungen und unentgeltliche Verbreitung, auch auszugsweise, unter Angabe der Quelle, gestattet. Die Verbreitung, auch auszugsweise, über elektronische Systeme/ Datenträger bedarf der vorherigen Zustimmung. Alle übrigen Rechte bleiben vorbehalten. Diese Druckschrift wird im Rahmen der Öffentlichkeitsarbeit der Landesregierung Rheinland-Pfalz herausgegeben. Sie darf weder von Parteien noch Wahlbewerbern oder Wahlhelfern im Zeitraum von sechs Monaten vor einer Wahl zum Zwecke der Wahlwerbung verwendet werden. Dies gilt für Landtags-, Bundestags-, Kommunal- und Europawahlen. Missbräuchlich ist während dieser Zeit insbesondere die Verteilung auf Wahlveranstaltungen, an Informationsständen der Parteien sowie das Einlegen, Aufdrucken und Aufkleben parteipolitischer Informationen und Werbemittel.

Untersagt ist gleichfalls die Weitergabe an Dritte zum Zwecke der Wahlwerbung. Auch ohne zeitlichen Bezug zu einer bevorstehenden Wahl darf die Druckschrift nicht in einer Weise verwendet werden, die als Parteinahme der Landesregierung zugunsten einzelner politischer Gruppen verstanden werden könnte. Den Parteien ist es gestattet, die Druckschrift zur Unterrichtung ihrer eigenen Mitglieder zu verwenden.

WINDATLAS RHEINLAND-PFALZ

Energie, die erleuchtet

VORWORT



In Deutschland besteht weitgehend Konsens, aus der Atomkraft auszusteigen und stattdessen konsequent auf Erneuerbare Energien zu setzen. Die Landesregierung Rheinland-Pfalz hat sich zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2030 bilanziell 100 Prozent des in Rheinland-Pfalz verbrauchten Stroms aus Erneuerbaren Energien zu gewinnen. Dabei ist unser Land auf einem guten Weg. Dies belegt die dynamische Entwicklung der Ausbauzahlen bei der Windkraft und der Photovoltaik. Im Jahr 2012 wurde Windstrom bereits durch 1.243 Anlagen mit einer installierten Leistung von 1.923 MW erzeugt. Hinzu kommen bei der Photovoltaik weitere 1.542 MWp installierter Leistung in mehr als 76.000 Anlagen. Im Jahr 2030 soll Strom aus Windenergieanlagen ca. zwei Drittel des gesamten Stromverbrauchs in Rheinland-Pfalz decken, der Strom aus Photovoltaikanlagen ein weiteres Viertel. Nach unserer Einschätzung werden dann rund 2.650 Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von 7.500 MW rund 15 TWh erzeugen.

Für unser Land wollen wir die Energiewende dezentral organisieren. Dies eröffnet große Chancen für heimische Betriebe, die an Errichtung und Wartung der Anlagen beteiligt sind, sowie für Kommunen in strukturschwachen Regionen, denen sich neue Einnahmequellen erschließen. Die Energiewende lohnt sich nicht nur ökologisch sondern auch ökonomisch, denn sie ist die langfristige Garantie dafür, dass die Energiepreise stabil bleiben, indem wir Alternativen zu den endlichen fossilen Rohstoffen wettbewerbsfähig machen.

Mit der Teilfortschreibung des Landesentwicklungsprogramms IV und dem Rundschreiben Windenergie wurden die maßgeblichen Weichen für den Ausbau von Windenergienutzung und Photovoltaik in Rheinland-Pfalz gestellt. Auf der Ebene der Regionalpläne dient die Ausweisung von Vorranggebieten der Flächensicherung für künftige Standorte. In den Bauleitplänen werden dann die exakten Flächen für Windenergieanlagen dargestellt. Bei der Auswahl der Standorte ist die Windhöffigkeit von zentraler Bedeutung. Damit wird bei einem geringen Flächenverbrauch eine größtmögliche Energieausbeute erzielt und durch die Konzentration auf windhöffige Standorte eine Verspargelung der Landschaft vermieden.

Mit dem Windatlas steht den Regionen und Kommunen ein hervorragendes Instrument für eine sorgsame Flächenauswahl zur Verfügung. Bürgerinnen und Bürger können sich schnell und detailliert über die Windverhältnisse informieren. Mit seiner hohen Auflösung von 50 Metern mal 50 Metern erlaubt der Windatlas eine an der Topographie orientierte exakte Potentialflächenermittlung für die Windenergieanlagen. Zusätzlich wird mit den ebenfalls berücksichtigten Nabenhöhen von 140 und 160 Metern über Grund dem künftigen technischen Fortschritt Rechnung getragen. Mit den entscheidenden Stellschrauben „Auflösung“ und „Nabenhöhen“ erfolgte eine erhebliche Qualitätssteigerung der Datengrundlagen. Der Windatlas steht auf den Internetseiten des Ministeriums und der Energieagentur Rheinland-Pfalz zur Verfügung. Künftig wird das Windpotential für jeden Standort in Rheinland-Pfalz über das Geo-Portal www.windatlas.rlp.de abrufbar sein. Außerdem kann er als gedrucktes Exemplar angefordert werden.

Ich bin überzeugt, dass der Windatlas einen wichtigen Beitrag zur Umsetzung der Energiewende in Rheinland-Pfalz leisten wird.

Eveline Lemke, Ministerin für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung Rheinland-Pfalz

INHALT

1	Methodisches Vorgehen	6
2	Erläuterung zum Windatlas	8
2.1	Datengrundlage	9
2.2	Modellierung	14
2.3	Beschreibung der Validierung	16
2.4	Genauigkeit und Aussagekraft	17
2.5	Aktueller Stand und Ausblick	18
3	Anwendung	19
3.1	Flächenanalyse	20
3.2	Lokale Ertragsabschätzung	23
3.3	Waldstandorte und komplexe Gebiete	26
4	Regionale Interpretation der Ergebnisse	27
4.1	Definition von Teilräumen in Rheinland-Pfalz	28
4.2	Teilraum Westerwald	28
4.3	Teilraum Eifel	29
4.4	Teilraum Trier und Moseltal	30
4.5	Teilraum Hunsrück	31
4.6	Teilraum Pfalz/Nahe	32
4.7	Teilraum Pfälzerwald	33
4.8	Teilraum Rheinhessen und Rhein-Neckar	34
5	Kartenwerk	35
5.1	Beschreibung der Berechnung des Referenzertrags	36
5.2	Berechnete Flächen bei 80 % Referenzertrag	37
5.3	Mittlere Windgeschwindigkeiten bei 100 m. ü. G.	38
5.4	Mittlere Windgeschwindigkeiten bei 120 m.ü.G.	39
5.5	Mittlere Windgeschwindigkeiten bei 140 m.ü.G.	40
5.6	Mittlere Windgeschwindigkeiten bei 160 m.ü.G.	41
6	Anhang	42
6.1	Abkürzungsverzeichnis	43
6.2	Abbildungsverzeichnis / Fotonachweis	44
6.3	Tabellenverzeichnis	45
6.4	Linkliste	45
6.5	Literatur	46



1 METHODISCHES VORGEHEN

1 METHODISCHES VORGEHEN

Das Land Rheinland-Pfalz wurde hinsichtlich der Windertragspotentiale erstmalig in einem einzigen Berechnungsschritt mittels eines 3-D-Verfahrens komplett erfasst und berechnet, was über 122 Millionen Berechnungszellen entspricht. Damit treten Inkonsistenzen, welche durch Übergangsbereiche entstehen, nicht auf. Das Modell wurde im Gegensatz zu bisherigen Windfeldmodellen in seiner Gesamtheit validiert und nicht in einzelnen Blattchnitten konzipiert. Die Landnutzung und die Orographie wurden mit Unterstützung des Landesvermessungsamtes auf Basis aktueller Daten in hoher Auflösung und über die Landesgrenzen von Rheinland-Pfalz hinaus herangezogen.

Auf der Grundlage des Modells O.F.Wind wurde der Windatlas mit einer horizontalen Auflösung von 50 Metern mal 50 Metern berechnet. Es handelt sich hierbei um ein CFD-Modell (Computational Fluid Dynamics), welches speziell für die Anforderungen der Windpotentialberechnung entwickelt wurde und aufgrund der 3D Berechnungskapazität auch für die komplexen Geländeformen der Mittelgebirge in Rheinland-Pfalz geeignet ist. Die hohe Auflösung der Karten erlaubt eine gezielte Potentialflächenermittlung. Im Hinblick auf die Nabenhöhe moderner Windenergieanlagen der 3-MW-Klasse wurde für die 80%-Referenzertragskarte eine Höhe von 140 Metern über Grund festgelegt. Die mittleren Windgeschwindigkeiten wurden in Zwanzig-Meter-Schritten für die Höhen zwischen 100 und 160 Metern über Grund berechnet.

Für die möglichst exakte Darstellung der mittleren Windgeschwindigkeiten war es notwendig, eine große Anzahl von Betriebsdaten bestehender Windenergieanlagen in die Berechnungen einzubeziehen. Durch die Bereitstellung der Betriebsdaten von 773 Anlagen konnte das Windfeldmodell für den Windatlas Rheinland-Pfalz verifiziert und verfeinert werden. Diese Daten, die

das Windpotential an ihrem jeweiligen Standort dokumentieren, wurden in einen regionsspezifischen Langzeitbezug gesetzt. Hierdurch wird die Vergleichbarkeit der Daten und eine Angabe über das langjährige Mittel der Windgeschwindigkeit gewährleistet. Die hier vorliegenden Ergebnisse dokumentieren das substantielle Potential zum Erreichen der Ausbauziele des Landes Rheinland-Pfalz. Die detaillierten Informationen, welche als GIS-Information unter anderem die Windrichtungsverteilung und die Weibullparameter enthalten, stehen ebenfalls zur Verfügung und erlauben es, diese Faktoren in planerische Prozesse einzubeziehen.

Die Datengrundlagen und daraus abzuleitende Potentiale werden für einzelne Teilräume von Rheinland-Pfalz detailliert beschrieben.

Zur gutachterlichen Bewertung der verwendeten Ertragsdaten und der stichprobenartigen Überprüfung der Eignung von Windenergieanlagen zu Validierungszwecken wurden Besichtigungen von 33 ausgewählten Windparks in Rheinland-Pfalz durchgeführt. Damit konnten vorhandene Informationen über die Anlagen verifiziert werden. Während dieser Besichtigungen wurden die Windparkstandorte genau lokalisiert, der installierte Anlagentyp aufgenommen, sowie die Landnutzung und Orographie in der näheren Umgebung dokumentiert. Auf Grundlage der erhaltenen Informationen und nach Sichtung der gemessenen Daten erfolgte eine Bewertung der aufgezeichneten Ertragsdaten der jeweiligen Windenergieanlagen.

Der Windatlas ist auf den Internetseiten des Ministeriums für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung Rheinland-Pfalz sowie der Energieagentur Rheinland-Pfalz eingestellt. Darüber hinaus können die Ergebnisse des Windatlas unter www.windatlas.rlp.de im Rahmen einer WEB-GIS-Anwendung genutzt werden.



2 ERLÄUTERUNG ZUM WINDATLAS

Der Windatlas unterstützt die Regional- und Bauleitplanung bei ihrer Gebiets- und Flächenauswahl für die Windenergienutzung. Durch die Auswahl der windhöufigsten Standorte wird bei einem geringen Flächenverbrauch eine größtmögliche Energieausbeute erzielt und durch die Konzentration auf windhöufige Standorte eine Verspargelung der Landschaft vermieden.

2.1 Datengrundlage

Für den Windatlas Rheinland-Pfalz wurden zunächst die vorhandenen Daten gesichtet. Der TÜV Süd selbst verfügt über einen umfangreichen Datenbestand. Zusätzlich wurden noch bestehende Datenlücken eruiert und größtenteils mittels zusätzlich akquirierter Betreiberdaten geschlossen. Ziel war es, flächendeckend hochwertige Eingangsdaten zu aggregieren, damit das Berechnungsmodell auf geprüften plausiblen Daten basiert. Damit ermöglichte die Gesamtdatenlage ein konsequentes Verifizieren der vorhandenen Daten. Durch die zusätzliche Datenakquise von 285 Windenergieanlagen und 3 Windmessungen konnte ein belastbarer auf Plausibilität geprüfter Datenstamm zusammengestellt werden.

Oberflächendaten, die insbesondere zur Erstellung eines über die Landesgrenzen hinausreichenden Modells nötig sind, also die Orographie (Geländeeigenschaften) und die Landnutzung beschreiben, wurden ebenfalls herangezogen. Die Daten, welche auch als GIS-(Geoinformationssystem-) Daten bezeichnet werden, entstammen aus der Vermessungs- und Katasterverwaltung Rheinland-Pfalz (VermKV) und wurden zur Nutzung für die Erstellung des Windatlas zur Verfügung gestellt.

Darüber hinaus verwendete TÜV SÜD seinen internen Datenbestand in Kombination mit den zusätzlich ermittelten Daten für die Berechnung des Windatlas, welcher im Wesentlichen aus meteorologischen Daten, wie z.B. Daten von Wetterstationen [7][8] sowie Ertragsdaten der Betreiber Datenbasis [20] (BDB) besteht. Nachfolgend wird ein Überblick über die jeweiligen verwendeten Daten und deren Detailtiefe gegeben.

GIS Daten

Wichtigste Basis für das Rechenmodell sind die hochaufgelösten GIS-Daten [21]. Folgende Daten wurden als Eingangsdatensatz verwendet:

- Digitales Landschaftsmodell Basis-DLM (ATKIS),
- Digitales Geländemodell DGM 10,
- Digitale topographische Karten TK100
- Landes-, Kreis- und Gemeindegrenzen.

Für die Landnutzung im Modell wurde das digitale Landschaftsmodell Basis-DLM herangezogen. Dadurch kann akkurat unterschieden werden, welche Flächen durch Freiflächen, Siedlungen oder Wälder geprägt sind. Lokale Effekte auf Windverhältnisse können dadurch abgebildet werden. Im ersten Schritt wurden die für die Windfeldmodellierung relevanten Bestandteile der Landnutzung bestimmt und die Rauigkeiten analysiert. Die Rauigkeit ist dabei ein Maß, mit dem die Höhenzunahme der Windgeschwindigkeit (das Windprofil) bestimmt werden kann. Nachfolgend wurde der gesamte Datensatz in einen einheitlichen Rasterdatensatz, bestehend aus Rauigkeitswerten mit einer Auflösung von 50 m x 50 m, umgewandelt. Die hohe Auflösung von Geländemodell und Rauigkeitsmodell bildet eine hochwertige Datengrundlage für die nachfolgenden präzisen Berechnungen. Über einen Quervergleich mit den digitalen topographischen Karten konnten die umgewandelten Modelleingangsdaten überprüft werden.

Das digitale Geländemodell DGM 10 dient zur Modellierung der Höheninformation, welche zur exakten Lagebestimmung der Windenergieanlagen entscheidend ist. Darüber hinaus haben die Geländeformen sowohl lokal, z.B. Taleinschnitte, als auch regional, z.B. Ablenkung durch Mittelgebirge, einen wesentlichen Einfluss auf die Windverhältnisse. Dafür wurde ein Raster mit einer horizontalen Auflösung von 50 m x 50 m für das gesamte Untersuchungsgebiet generiert und ausgewertet. Die vertikale Auflösung des Höhenmodells beträgt 10 m, wobei zwischen den entsprechenden Höhenlinien (Isohypsen) linear interpoliert wird.

Windgeschwindigkeiten werden durch vorhandenen Wald beeinflusst. Da Rheinland-Pfalz mit über 42 % Flächenanteil ein sehr waldriches Land ist, ist dies im Modell entsprechend zu würdigen. Die folgende Darstellung zeigt einen Abgleich der Rasterdaten der Rauigkeiten im Übergang zu einer topographischen Karte. Um speziell den Waldrandeffekten modellarisch Rechnung zu tragen, ist der Übergang zwischen Wäldern und Freiflächen dabei mit einer einzelligen, also 50 m breiten, Pufferzone belegt.

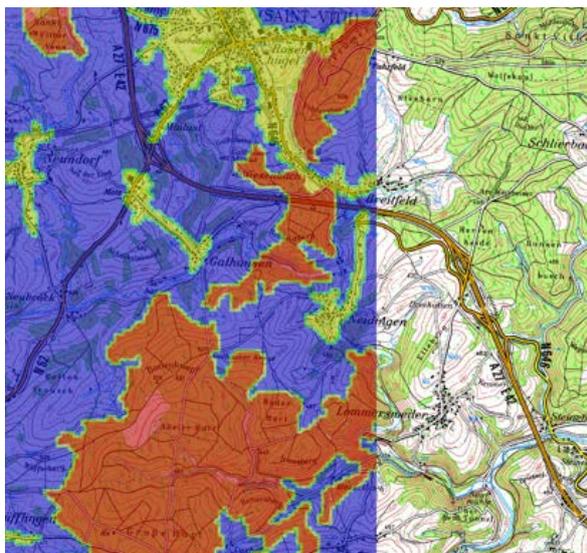


Abb. 1: Rauigkeitsmodellierung und Vergleich mit topographischer Karte.

Die Verwaltungsgrenzen (Landes-, Kreis- und Gemeindegrenzen) dienen ebenfalls zur Überprüfung der Eingangsdaten. Mit ihrer Hilfe wurde sichergestellt, dass für das gesamte Land Rheinland-Pfalz hochaufgelöste Eingangsdaten verwendet wurden. Weiterhin dienen die Verwaltungsgrenzen zur besseren Orientierung und übersichtlichen Darstellung des Kartenwerks.

Windmessdaten

Meteorologische Eingangsdaten bilden Windmessdaten, also Punktmessungen, die vor Ort z. B. durch Mastmessungen durchgeführt wurden und Reanalysedaten, die auf Basis von Observationen

global modelliert werden. Reanalysedaten, in diesem Fall die sogenannten MERRA-Daten [22], sind etwa vergleichbar mit einer Berechnung der Wettervorhersage; mit dem Unterschied, dass die Berechnung rückwirkend erfolgt. Diese bilden die meteorologische Datengrundlage bei der Durchführung der Potentialanalyse.

Die Daten wurden verschiedenen Prüfkriterien unterzogen, damit fehlerhafte und unplausible Daten identifiziert und aussortiert werden konnten. Ein Beispiel hierfür sind etwa Vereisungsdaten bei Windmessungen. Dieses Vorgehen gewährleistet, dass eine belastbare Windstatistik generiert wird. Eine solche Windstatistik setzt sich aus einer Windrichtungsverteilung (auch Windrose genannt) und jeweils einer Verteilung der Windgeschwindigkeit, welche durch eine Weibullfunktion angenähert werden kann, zusammen.

Die folgende Darstellung zeigt zum einen eine Windrichtungsverteilung, die typisch für Rheinland-Pfalz ist und zum anderen die Windgeschwindigkeitsverteilung, hier kombiniert für alle Sektoren. Die Weibullannäherung wird durch die blaue Linie („emergent“) dargestellt.

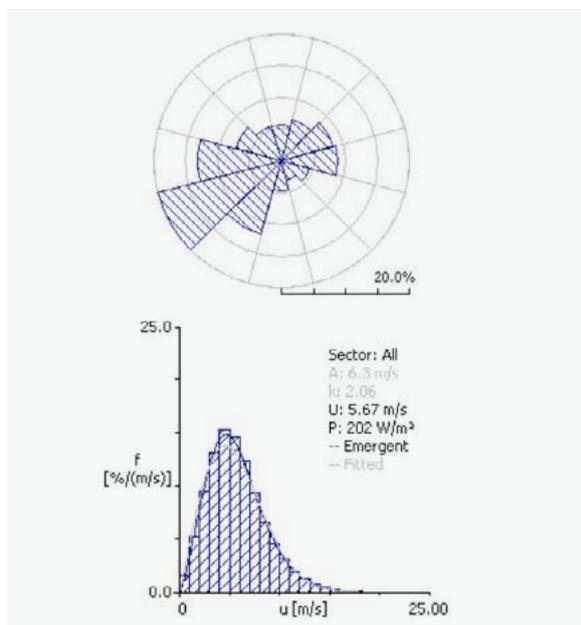


Abb. 2: Beispiel einer Windrichtungs- und Windgeschwindigkeitsverteilung.

Durch die umfangreiche Datenakquise konnten auch drei Windmessungen innerhalb von Rheinland-Pfalz ausgewertet werden.

Das GSFC Global Modeling and Assimilation Office (GMAO) der Nasa hat mit der Nutzung einer neuen Version des Goddard Earth Observing System Assimilation System Version 5 (GEOS-5) die sog. NASA Modern Era Reanalysis for Research and Applications (MERRA) durchgeführt.

Die Vorteile dieser Reanalysedaten bestehen in deren Zeitreihenlänge, der ständigen Aktualisierung und der Datenverfügbarkeit sowohl über dem Festland als auch über den Ozeanen. Nachteile älterer Reanalysedaten (z.B. NCEP/NCAR), wie etwa die geringe zeitliche und räumliche Auflösung bestehen nicht mehr. MERRA-Reanalysedaten besitzen eine hohe zeitliche Auflösung von bis zu einer Stunde und eine räumliche Auflösung von 0.5° mal $2/3^\circ$ (etwa 50 km). Gemäß Modellangaben werden die horizontalen Windgeschwindigkeitskomponenten u und v auf einer Höhe von 50 m ausgegeben.

Im Modellgebiet befinden sich 17 MERRA-Knotenpunkte, welche als meteorologischer Eingangsdatsatz verwendet werden konnten.

Ertragsdaten

Ertragsdaten von Windenergieanlagen (WEA) bilden ein umfassendes Netz an Eingangs- und Validierungsdaten in Rheinland-Pfalz. Diese Daten

sind ebenfalls ein Maß für die lokal vorherrschende Windgeschwindigkeit. Dem Vorteil der umfangreichen Datengrundlage steht gegenüber, dass technische Faktoren die Umrechnung von Ertrag auf Wind verfälschen können. Zu nennen ist dabei die Einhaltung der Leistungskurve der jeweiligen Anlagen, aber auch die Verfügbarkeit der Anlagen – wann die jeweilige Anlage tatsächlich in Betrieb war oder wegen Wartung oder Reparatur still stand.

Voraussetzung für die Nutzung der Ertragsdaten ist die Kenntnis des Anlagentyps, der exakten Lagekoordinaten, des monatlichen Ertrags und der monatlichen Verfügbarkeiten. Um diese Informationen zu bekommen, wurden folgende Informationen bei den Betreibern von Windenergieanlagen angefragt

- Name des Windparks,
- Anlagentyp und Leistungskennlinie,
- Standortkoordinaten der Anlagen,
- Monatliche Erträge und Verfügbarkeiten,
- Windgeschwindigkeit (10-Minuten Mittelwerte),
- Windrichtung (10-Minuten Mittelwerte),
- Leistung (10-Minuten Mittelwerte).

Alle Ertragsdaten wurden einer Bewertung unterzogen, wobei Nabenhöhe, Leistung, Rotordurchmesser, Länge des Zeitraums, Datenformat und Repräsentativität bewertet und in die Stufen A, B und C eingeteilt wurden. Alle WEA mit Rating A wurden in dieser Analyse verwendet. WEA mit Rating B wurden verwendet, sofern die Datendichte mit den höherwertigen Daten des A-Ratings zu

Tabelle 1: Übersicht über die Datenlage der Validierungsdaten

Datenquelle	WEA gesamt	Rating		
		A	B	C
Datenbestand TÜV SÜD	477	52	208	217
Betreiber-Daten	296	185	100	11
Gesamt	773	237	308	228

gering war, sodass in Verbindung mit den B-Rating-Daten ein möglichst flächendeckendes Netz an Eingangsdaten gewährleistet werden konnte. Ertragsdaten mit Rating C wurden als wenig belastbar eingestuft und daher nur verwendet, wenn keine anderen Daten vorlagen. Beispielsweise war hier die Nabenhöhe zu gering oder die Zeitreihe umfasste nur wenige Monate.

Insgesamt konnten Daten von 773 bestehenden WEA ausgewertet werden, wobei 237 mit Rating A, 308 mit Rating B und 228 mit Rating C bewertet wurden. Liegen in einem kleinräumigen Gebiet Daten verschiedener Qualitätsstufen vor, gingen die höherwertigen Daten bevorzugt in die Berechnungen ein. Über das Ratingsystem wird also nur dann auf die nächste Qualitätsstufe zurückgegriffen, wenn in gewissen Teilräumen von Rheinland-Pfalz keine höherwertigen Daten verfügbar sind. Insgesamt wurden die Erträge von 356 WEA im Zuge der Validierung modellarisch nachberechnet.

Weiterhin wurde sichergestellt, dass der zur Verfügung gestellte monatliche Ertrag und die dazugehörige Verfügbarkeit auch frei von Fehlern sind. Die Daten durchliefen hierbei eine Filterstruktur und wurden zugleich kreuzweise mit vergleichbaren, in der Nähe befindlichen Daten verglichen. Dies geschah über Untersuchungen der monatlichen Standardabweichungen und Korrelationsuntersuchungen, um abweichende Werte identifizieren zu können. Außerdem wurden Monate mit geringen Verfügbarkeiten ausgeschlossen oder mit anderen Daten benachbarter WEA ergänzt. So konnte die Datenbelastbarkeit deutlich erhöht werden.

Wurden für den jeweiligen untersuchten Windpark Verfügbarkeiten angegeben, so werden diese für die Korrektur der Ertragsdaten verwendet. Standen für die Berechnung keine Verfügbarkeiten bereit, wurde für die Vergleichsberechnungen eine Standardverfügbarkeit der WEA zu 98 % angenommen (Verfügbarkeitskorrektur). Stehen mehrere WEA zusammen in einem Park, so dass sich eine gegenseitige Beeinflussung der WEA unter-

einander im Energieertrag auswirkt, wurde für die Vergleichsberechnung dieser Minderertrag infolge der gegenseitigen Abschattung berechnet. Die so gewonnenen hochwertigen Daten wurden zum Teil als Eingangsdatensatz für die Modellierung und zum Teil als Validierungsdatensatz verwendet.

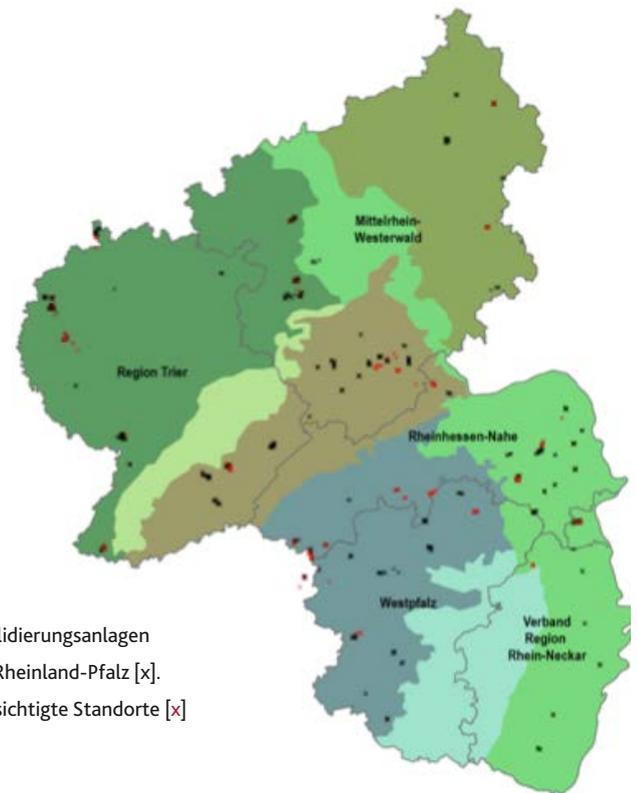


Abb. 3: Validierungsanlagen in Rheinland-Pfalz [x].
Besichtigte Standorte [x]

Langzeitbezug

Um die Vergleichbarkeit der Erträge zu gewährleisten, ist es notwendig, die verfügbaren Produktionsdaten zu normieren. Hierzu werden Mechanismen angewandt, die sich aus folgenden drei Verfahren zusammensetzen:

- Langzeitbetrachtung
- Verfügbarkeits- und Einspeiseverluste
- Verluste durch Abschattungen im Park.

Meist liegen von den Ertragsdaten keine langjährigen Zeiträume vor. Daher ist es notwendig diese Daten in einen Langzeitbezug zu setzen. Für die Erstellung eines Langzeitbezugs wurden alle vorliegenden Ertragsdaten verwendet, die über einen Zeitraum von etwa 10 Jahren vorliegen. Diese wurden auf ihre Stabilität und ihr Trend-

verhalten untersucht. Auch der Parkzubau wurde bei der Wahl der langjährigen Referenzanlagen berücksichtigt.

Außerdem wurden die vorliegenden Reanalyse-daten miteinander verglichen und Korrelationsuntersuchungen durchgeführt. Hierbei wurden hohe Korrelationskoeffizienten der Datensätze in der Eifel, im Westerwald und im Hunsrück gefunden. Hierfür wird ein Index mit der Bezeichnung Nord erstellt. Auch die Korrelation der Reanalysedaten im Nahe-Raum, in der Pfalz und im Pfälzerwald war hoch. Dieser Index-Raum wird im folgenden Südwest genannt. Als dritter Teilraum mit hohen Korrelationen ergab sich das Oberrheintiefland. Mit Hilfe der langjährigen Ertragsdaten und der MERRA-Reanalysedaten wurde nun für jedes Gebiet ein Index erstellt. Als Bezugszeitraum wurde ein zehnjähriger Zeitraum von 2003 – 2012 gewählt, welcher dadurch auch dem Langzeitbezug des Windpotentials entspricht.

Die jährlichen Indexwerte für die drei Index-Räume sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

Tabelle 2: Jährliche Indexwerte für die drei Index-Regionen von Rheinland-Pfalz

Jahr	Jährlicher Indexwert [-]		
	Nord	Oberrhein	Pfalz
1996	0.86	0.81	0.80
1997	0.93	0.91	0.94
1998	1.10	1.14	1.16
1999	1.08	1.14	1.18
2000	1.04	1.03	1.05
2001	0.98	1.05	1.07
2002	1.06	1.08	1.11
2003	0.92	0.95	0.99
2004	1.06	1.07	1.05
2005	0.95	0.93	0.91
2006	1.06	1.00	1.05
2007	1.17	1.18	1.16

Tabelle 2: Jährliche Indexwerte für die drei Index-Regionen von Rheinland-Pfalz

Jahr	Jährlicher Indexwert [-]		
	Nord	Oberrhein	Pfalz
2008	1.07	1.05	1.08
2009	0.99	0.96	0.96
2010	0.86	0.94	0.88
2011	0.96	0.91	0.93
2012	0.99	1.01	0.98

Standortbesichtigungen

Zur gutachterlichen Bewertung der verwendeten Ertragsdaten und der stichprobenartigen Überprüfung der Eignung von Windenergieanlagen zu Validierungszwecken wurden Besichtigungen von ausgewählten Windparks in Rheinland-Pfalz durchgeführt. Ein weiteres Ziel einer solchen Standortbesichtigung ist, vorhandene Informationen über die Anlagen mit der Realität vor Ort abzugleichen.

Während der für den Windatlas Rheinland-Pfalz durchgeführten Besichtigungen wurden die Windparkstandorte genau lokalisiert und der jeweils installierte Anlagentyp aufgenommen, sowie die Landnutzung und Orographie in der näheren Umgebung dokumentiert. Auf Grundlage der erhaltenen Informationen und nach Sichtung der gemessenen Daten, erfolgte dann eine Bewertung der aufgezeichneten Ertragsdaten der jeweiligen Windenergieanlage oder des Windparks. Die besichtigten Standorte sind in Abb. 3 durch rote Kreuze markiert.

Die Qualitätssicherung erfolgte mittels detaillierter Checklisten. Es kamen folgende Arbeitsmethoden zum Einsatz:

- Fotografische Aufnahme der Anlage bzw. der Anlagen sowie eines Panoramas,
- Aufnahme der Koordinaten des genauen Standortes der WEA durch GPS,
- Überprüfung der Arrondierung des Windparks,
- Genaue Beschreibung der Umgebung hinsichtlich Orographie, Landnutzung und weiterer relevanter Geofaktoren,
- Dokumentation der Messgeräte sowie ihrer Anbringung.

Die erhobenen Daten wurden in eine Übersichtstabelle eingegeben und zur Überprüfung bereits vorhandener Daten verwendet. Dies betrifft vor allem die Koordinaten der WEA, WEA-Typ und Nabenhöhe. Beispielsweise konnte bei Mischparks die genaue Anlagenzuordnung nach Standort, Typ

und Nabenhöhe durchgeführt werden. Fehlende Informationen konnten eruiert werden. Die Fotodokumentation und detaillierte Standortbeschreibung diente der Interpretation der Validierungsergebnisse.

Die Standortbesichtigungen erhöhten die Verlässlichkeit der Datengrundlage für den Windatlas.

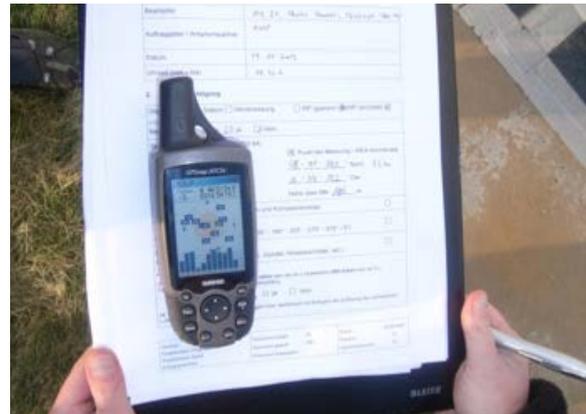


Abb. 4: Protokollierung einer Standortbesichtigung.

2.2 Modellierung

Die Berechnung des Windatlas wurde mit dem Modell O.F.Wind durchgeführt [4]. Das Modell basiert auf der CFD-Software OpenFOAM®, wurde speziell für die Anforderung der Windpotentialberechnung entwickelt und eignet sich aufgrund

der 3D Berechnungskapazität auch für komplexe Geländeformen, wie diese auch in den rheinland-pfälzischen Mittelgebirgen vorhanden sind. Um eine CFD Berechnung durchzuführen, wird das zu erfassende Gesamtgebiet in kleinere Einheiten

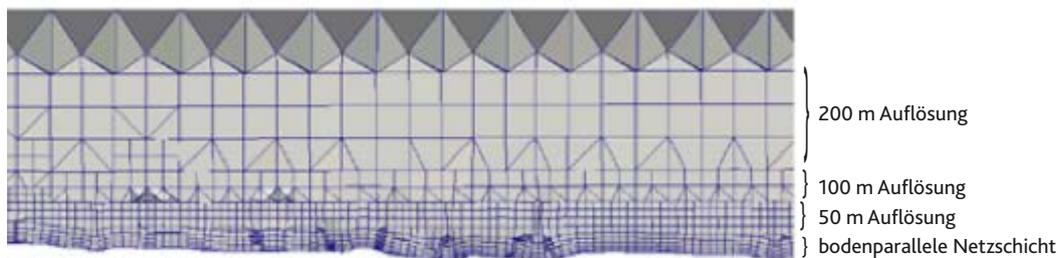


Abb. 5: Vertikaler Schnitt durch das Modellgitter.

(sog. Zellen) unterteilt, wobei die Genauigkeit der Berechnungen von der Größe der Zellen abhängt. In diesem Fall wird das Luftvolumen über Rheinland-Pfalz und den angrenzenden Gebieten in diskrete Zellen eingeteilt, wobei die horizontale Auflösung 50 m x 50 m entspricht und die vertikale Auflösung variabel ist. Die Bodenzelle enthält dabei die Höhen und Rauigkeitsinformationen. Die für eine Potentialanalyse interessanten Bereiche bis 200 m über Grund wurden mit einer feineren Auflösung erfasst, darüber hinaus ist die Auflösung deutlich gröber. Weiterhin müssen auch die Randbereiche außerhalb von Rheinland-Pfalz berücksichtigt werden, da diese ebenfalls die lokalen Windverhältnisse beeinflussen. Die folgende Darstellung illustriert einen vertikalen Schnitt durch das angewendete Gitter für Rheinland-Pfalz.

Ein wesentlicher Fortschritt im Vergleich zu früheren Potentialanalysen stellt die Betrachtung von Rheinland-Pfalz als Ganzes in einem Berechnungsschritt dar, so dass keine Teilflächen berechnet und danach zusammengefügt werden. Durch die Asymmetrie der Landesgrenzen sind die hochaufgelösten Bereiche über Kreissymmetrien zu erfassen, was im Folgenden farblich dargestellt ist. Der große Kreis entspricht dabei dem gesamten Modellgebiet, die kleinen farbigen Kreise dem hochaufgelösten Kerngebiet. Die Umsetzung der Modellierung für die Orographie ist ebenfalls in der nachfolgenden Abbildung dargestellt. Das Kerngebiet ist hierbei fein aufgelöst, während das äußere Modellgebiet nur als Randbedingung gilt

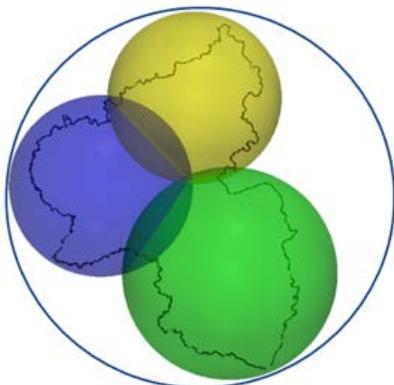


Abb. 6: Modell- und Kerngebiet der Berechnung.

und zu den Rändern hin gröber aufgelöst ist. Basis für die Berechnung sind die Navier-Stokes Gleichungen, die eine mathematische Beschreibung von Flüssigkeiten und Gasen, insbesondere auch der Luft, erlauben. Da eine direkte Berechnung der Gleichung sehr aufwendig ist, werden in der Windenergie verwendete Modelle vereinfacht – Reynolds-gemittelten Navier-Stokes-Gleichungen (RANS). Die folgende Beschreibung des Prozesses wurde zur Illustration vereinfacht. Die Vereinfachung besteht darin, dass die Windgeschwindigkeit in einen Mittelwert und Fluktuationen um diesen Mittelwert aufgeteilt wird, was als Turbulenz bezeichnet wird.

Für die Anwendung auf Rheinland-Pfalz wird das Gesamtmodell in 12 Sektoren, also Windrichtungen, eingeteilt. Für jede Windrichtung, z.B. Nord, wird am Rand des Modellgebietes (entspricht der ersten vertikalen Zellschicht aus dieser Richtung) eine Randbedingung vorgegeben. Weiterhin wird auch für die oberste horizontale Schicht eine Randbedingung bestimmt. Basierend auf diesen Randbedingungen, die gleichzeitig auch Anfangsbedingungen darstellen, werden über die Navier-Stokes Gleichung die Werte in der nächsten Zellschicht berechnet. Dieser Prozess setzt sich fort bis das Modell in dieser Richtung durchlaufen ist und beginnt dann wieder von vorne.

Anhand des Modells wird beobachtet, wie sich die Werte in den jeweiligen Zellen zwischen den einzelnen Durchläufen (Iterationen) verhalten.

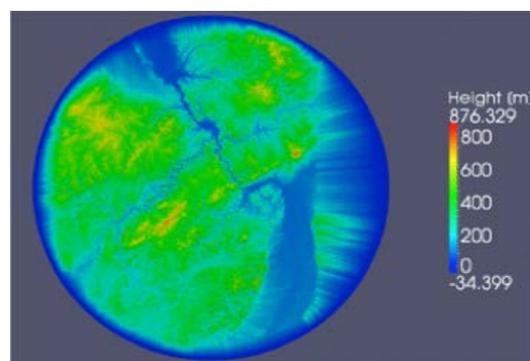


Abb. 7: Darstellung der Orographie im Modellgebiet

Erst wenn sich die Werte aller Zellen zwischen zwei Iterationen nicht mehr wesentlich ändern, kann von Konvergenz gesprochen werden und die Berechnungen können für das Modell weiter verwendet werden. Für Rheinland-Pfalz wurden dabei für jeden Sektor zwischen 1.800 und 2.500 Iterationen durchlaufen. Die relevanten Werte, die nun in jeder Zelle hinterlegt sind, beziehen sich auf die beiden horizontalen Windgeschwindigkeitskomponenten für jeden Sektor. Relativ zur Windrichtung in der Randbedingung ist damit auch eine eventuelle lokale Drehung der Windrichtung beinhaltet. Die Gesamtheit der Windgeschwindigkeitsinformation wird als stationäres Windfeld bezeichnet. In dieses Windfeld werden lokale Informationen über Windrichtungs- und

Windgeschwindigkeitsverteilung (Windstatistik), wie diese direkt aus Windmessungen und indirekt über MERRA-Daten und Windenergieanlagen erstellt wurden, implementiert.

Insgesamt wurden an 29 Stellen solche lokalen Informationen in das Windfeld eingegeben, wodurch Rheinland-Pfalz sehr gut abgedeckt werden konnte. Die Windstatistiken, welche in den Überlappungsbereichen entfernungsgemittelt werden, bestimmen dann die Windstatistik für jede Zelle im Modellgebiet. Die Zelleninformation in Form von sektoriellen Weibullparametern und der Windrichtungsverteilung wird dann kondensiert als mittlere Windgeschwindigkeit in den Karten des Windatlas wiedergegeben.

2.3 Beschreibung der Validierung

Als Validierung wird der Prozess bezeichnet, bei dem das Modell aus dem vorangegangenen Kapitel punktuell auf seine Richtigkeit überprüft wird. Dafür wird die Windgeschwindigkeitsinformation für Punkte aus dem Modell extrahiert, für die reale Informationen, also Ertragsdaten von WEA, vorhanden sind. Können die Erträge, welche nach durchgeführter Verfügbarkeits- und Langzeitkorrektur, über das Modell nachberechnet werden, so gilt das Modell als validiert. Die Abweichung der Ist-Erträge zu den modellierten Erträgen wird als Güte der Validierung bezeichnet. Stehen dabei mehrere WEA zusammen in einem Park, so dass sich eine gegenseitige Beeinflussung der WEA untereinander im Energieertrag auswirkt, wird für die Vergleichsberechnung dieser Minderertrag infolge der gegenseitigen Abschattung berechnet.

Insgesamt wurden die Erträge von 356 bestehenden WEA in Rheinland-Pfalz modellarisch nachberechnet. Um die Eigenschaften des Modells zu testen, wurden zunächst Windstatistiken als Eingangsdatensatz in einem groben Raster über Rheinland-Pfalz in das Modell eingefügt und die Validierungsberechnung durchgeführt. In Bereichen in denen die Validierung nach diesem Schritt keine befriedigenden Ergebnisse zeigte, wurden weitere Windstatistiken ins Modell eingeben und die Validierungsberechnung erneut durchgeführt. Nach der Eingabe von 29 Eingangsdatensätzen konnten die Validierungsergebnisse das Modell bestätigen. Die Güte der Validierung wird in Kapitel 5 hinsichtlich der einzelnen Teilräume in Rheinland-Pfalz bewertet.

2.4 Genauigkeit und Aussagekraft

Der Windatlas bietet den Trägern der Regional- und Bauleitplanung eine fundierte Entscheidungsgrundlage für ihre endgültige Auswahl der Vorranggebiete bzw. Sonderbauflächen aus dem Pool ihres jeweils ermittelten Potentials. Gemessen an der Größe der Gesamtfläche des Landes Rheinland-Pfalz von 19.853 km² verfügt der Windatlas mit 50 x 50 Metern über eine sehr hohe Auflösung. Gleichzeitig können selbst bei der hohen räumlichen Auflösung des Windatlas kleinräumige Einflüsse nicht exakt beschrieben werden. Insbesondere Waldgebiete und besonders komplexe Geländeformen können zu markanten hier nicht darstellbaren Abweichungen führen.

Der Windatlas ist demzufolge kein Ersatz für akkreditierte Windgutachten, die für einen spezifischen Standort erstellt werden. Solche akkreditierten Gutachten nach den BWE-Standards [5] und nach der FGW-Richtlinie [6] ermöglichen bankfähige Aussagen über die Windverhältnisse an einem Standort und sind damit eine wesentliche Voraussetzung für die Finanzierung geplanter Windenergieprojekte.

Zur Unterscheidung zwischen der dem Windatlas zugrunde liegenden Zielsetzung und den Anforderungen an ein Standortgutachten im Rahmen der Projektierung und Finanzierung eines Windenergieprojekts werden nachfolgend Unsicherheitsquellen und deren möglicher Einfluss auf das Ergebnis erläutert. Dabei spielen folgende vier Themenfelder eine Rolle:

- Meteorologische Eingangsdaten, die sog. Winddatenbasis,
- Modellierung des Windfeldes,
- Modellierung des Parkwirkungsgrades,
- Eingangsdaten der WEA.

Wesentlich bei der Bewertung der Genauigkeit sind die horizontale Entfernung zum nächstgelegenen meteorologischen Eingangsdatensatz sowie die vertikale Distanz zwischen eingehender und berechneter Höhe über Grund. Liegen viele Eingangsdaten vor und ergeben die Validierungsberechnungen belastbare Ergebnisse sind potentielle Abweichungen nahezu ausgeschlossen.

Die Belastbarkeit der Modellierung zur Windgeschwindigkeit ist direkt abhängig von der Geländetypisierung des Standortes, den Eingangsdaten sowie den Betrachtungspunkten. Dabei werden die Kriterien Orographie und Landnutzung unterschieden. Bei flachen bis welligen Standorten ergeben sich nur sehr geringe Abweichungen. Moderate Abweichungen sind bei welligen bis bergigen Standorten anzunehmen und nur bei bergigen bis gebirgigen Standorten können sich erhebliche Abweichungen ergeben. Zusätzlich werden die Abweichungen in Abhängigkeit von der Landnutzung analysiert.

Eine Bewertung auf Basis dieser Kriterien fand für die einzelnen Teilräume statt. Dabei wurde für jeden Teilraum in einer zusammenfassenden Tabelle ein Überblick über Orographie, Landnutzung und Anzahl der Validierungsdaten dargestellt. Außerdem wird, in Abhängigkeit von den vorhandenen Validierungsdaten, die Validierungsgüte für die Berechnungshöhen 100 m und 140 m über Grund angegeben.

Tabelle 3: Schema der Unsicherheitsbetrachtung

Unsicherheit	Orographie	Landnutzung	Validierungsgüte 100 m	Validierungsgüte 140 m	Anzahl Validierungsdaten
gering	flach bis wellig	geringer Waldanteil einheitliches Landschaftsbild	Flächendeckend Validierungsdaten für diese Nabenhöhe vorhanden Validierungsdaten können durch Modell nachberechnet werden		Information zur Anzahl der Validierungsdaten für jeden Teilraum
mittel	wellig bis bergig	mittlerer Waldanteil zergliederte Landschaft	Nur vereinzelte Validierungsanlagen vorhanden Validierungsdaten können teilweise nicht durch das Modell nachberechnet werden		
hoch	bergig bis gebirgig	hoher Waldanteil stark zergliederte Landschaft	Keine Validierungsdaten vorhanden Starke Abweichung zwischen Modell und Real		

2.5 Aktueller Stand und Ausblick

Der Windatlas für Rheinland-Pfalz ist eine Bestandsaufnahme und stützt sich insbesondere auf vorhandene Datensätze. Dies heißt vor allem, dass in Teilräumen mit geringer Datendichte, wie z.B. dem Pfälzerwald, die Unsicherheit höher ist, und neuere Erkenntnisse auch zu einer Korrektur der hier vorliegenden Ergebnisse führen können.

Der gewählte modellarische Ansatz erlaubt dabei, dass regionale Nachberechnungen bei zusätzlichen Erkenntnissen wie z.B. neue Windmessungen oder Windenergieanlagen mit größeren Nabenhöhen als Revision durchgeführt werden können.



3 ANWENDUNG

3.1 Flächenanalyse

Die aktuelle Teilfortschreibung des Landesentwicklungsprogramms, Kapitel 5.2.1 Erneuerbare Energien, definiert die für die Regional- und Bauleitplanung verbindlichen Rahmenbedingungen zur Steuerung der Windenergienutzung in Rheinland-Pfalz (LEP IV) [2]. Zusätzlich werden diese Vorgaben im gemeinsamen Rundschreiben Windenergie des Wirtschafts-, Umwelt-, Innen- und des Finanzministeriums Rheinland-Pfalz konkretisiert [3].

Diese Dokumente sollen die Genehmigungsverfahren von WEA im Land vereinheitlichen. Im LEP IV werden Ziele und Grundsätze der Raumordnung definiert und die Windenergie betreffend folgende Vorgaben gemacht:

- vorrangig für die Auswahl der Flächen für die Windenergienutzung ist hohes Windpotential von 5,8 bis 6,0 m/s bei 100 Metern über Grund
- mindestens zwei Prozent der Landes- aber auch der Waldflächen sollen für die Windenergienutzung bereitgestellt werden, wobei die Bedingungen für WEA in Waldgebieten detailliert beschrieben werden
- WEA sollen nach Möglichkeit räumlich konzentriert werden
- Ausschlussgebiete (Naturschutz, Artenschutz, Kulturlandschaften) werden definiert.

Im Rundschreiben Windenergie wird folgende Vorgabe hinzugefügt:

- Abstände zu Wohn-, Misch-, Kern-, und Dorfgebieten werden mit 800 m, zu Einzelgehöften mit 500 m festgelegt, die Kommunen können jedoch im Einzelfall andere Abstände festlegen

Bei der Analyse der Eignung von Standorten und Flächen für die Windenergienutzung und der Genehmigung von Windenergieanlagen müssen immer die im konkreten Fall einwirkenden Immissionen (Schall, Schatten, Eiswurf etc.) als Restriktionen für die Errichtung von Windenergieanlagen betrachtet werden. Im Folgenden werden diese näher dargestellt.

3.1.1 Restriktionen: Schall

Um Nachbarn von WEA oder Windparks nicht erheblich zu benachteiligen oder zu belästigen, sind Mindestabstände einzuhalten oder Belästigungen durch andere technische Maßnahmen zu vermeiden. Die TA Lärm [11] gibt entsprechend je nach Nutzungsart der benachbarten Flächen bestimmte Beurteilungspegel als maximal zugelassene Immissionsrichtwerte vor (s. auch Tabelle 4).

Tabelle 4: Übersicht über die Schallrichtwerte.

Schallrichtwerte		
Nutzungsart	Zeitraum [-]	Beurteilungspegel [dB(A)]
Industriegebiete	ganztägig	70
Gewerbegebiete	Tag	65
	Nacht	50
Kerngebiete, Dorfgebiete, Mischgebiete	Tag	60
	Nacht	45
Allg. Wohngebiete, Kleinsiedlungsgebiete	Tag	55
	Nacht	40
Reine Wohngebiete	Tag	50
	Nacht	35
Kurgebiete, Krankenhäuser	Tag	45
	Nacht	35

Infraschall und tieffrequente Geräusche

Tieffrequente Geräusche und Infraschall (Körperschall) treten bei WEA auf und sind auch messtechnisch nachweisbar. Für den Menschen sind diese jedoch nicht wahrnehmbar, da die jeweiligen Schalldruckpegel unterhalb der Hörschwelle des Menschen für diese Frequenzen liegen. Nach Untersuchung von Infraschallwirkungen auf den Menschen erwies sich diese Art des Infraschalls als unschädlich [12].

Zudem werden WEA infraschallentkoppelt fundamentiert, so dass sich der Infraschall nicht über den Boden ausbreiten kann. Dieser ist daher nur in unmittelbarer Nähe um die WEA vorhanden, dabei aber nicht wahrnehmbar.

Das Bayerische Landesamt für Umwelt hat auch Infraschallmessungen an einer Windenergieanlage durchgeführt. Als Ergebnis stellen sie fest: „Die im Infraschallbereich liegenden Schallimmissionen liegen weit unterhalb der Wahrnehmungsschwelle des Menschen und führen daher zu keinen Belästigungen.“ Es wird ebenfalls die Erkenntnis gewonnen, dass keine Gefahren oder erhebliche Belästigungen durch tiefe Frequenzen oder Infraschall vorliegen [12][13].

3.1.2 Schattenwurf

Je nach Standort einer WEA kann vom Schattenwurf des sich drehenden Rotors eine unerwünschte Beeinträchtigung ausgehen. Der periodisch auftretende Schatten verursacht je nach Drehzahl und Anzahl der Blätter hinter der Windenergieanlage starke Lichtwechsel mit einer Frequenz zwischen ca. 0,5 und 3 Hz (Lichtwechsel/Sekunde), die auf den Menschen störend wirken und bei längerer Dauer gesundheitsschädigend sein können. Da hierfür noch keine Norm existiert, hat der Länderausschuss für Immissionsschutz (LAI) die federführend vom staatlichen Umweltamt Schleswig erarbeiteten WEA-Schattenwurf-Hinweise aus dem Jahr 2002 für Berechnungen in Deutschland als Standard anerkannt [14][15].



Abb. 8: Windpark mit Turmschatten.

Als maßgebliche Immissionsorte gelten schutzwürdige Räume, die als Wohnräume genutzt werden, einschließlich Wohndielen, Schlafräume, Übernachtungsräume in Beherbergungsstätten und Bettenräume in Krankenhäusern und Sanatorien, Unterrichtsräume in Schulen, Hochschulen und ähnlichen Einrichtungen, Büroräume, Praxisräume, Arbeitsräume, Schulungsräume und ähnliche Arbeitsräume. Direkt an Gebäuden beginnende Außenflächen (z. B. Terrassen und Balkone) sind schutzwürdigen Räumen tagsüber zwischen 6:00 - 22:00 Uhr gleichgestellt.

Auch unbebaute Flächen in einer Bezugshöhe von 2 m über Grund an dem am stärksten betroffenen Rand der Flächen, auf denen nach Bau- oder Planungsrecht Gebäude mit schutzwürdigen Räumen zulässig sind, können maßgebliche Immissionsorte darstellen.

Zur Beurteilung der Schattenwurfbelastung von Immissionsorten werden die tägliche und jährliche Beschattungsdauer untersucht. Der Immissionsrichtwert geplanter Anlagen beträgt für die tägliche astronomisch maximal mögliche Beschattungsdauer 30 Minuten und darf nicht überschritten werden. Bei bestehenden Anlagen wird die tatsächliche tägliche Beschattungsdauer herangezogen. Der Immissionsrichtwert geplanter Anlagen beträgt für die jährliche astronomisch maximal mögliche Beschattungsdauer 30 Stunden, für die jährliche meteorologisch wahrscheinliche Beschattungsdauer acht Stunden [14].

3.1.3 Eiswurf

Das Thema Eiswurf bei WEA wurde detailliert im WECO-Projekt der EU untersucht (Wind Energy Production in Cold Climate) [16]. Die nachfolgenden Ausführungen basieren auf den daraus gewonnenen Erkenntnissen.

Eiswurf tritt bei WEA in erster Linie in Abhängigkeit von der umgebenden Temperatur sowie der umgebenden Luftfeuchtigkeit auf. In einem anzufertigenden Gutachten wird daher die Wurfweite von der rotierenden oder der sich im Trudelbetrieb befindlichen WEA, oder auch die Fallweite bei einer stillstehenden Anlage (Unterscheidung der beiden Begrifflichkeiten Eiswurf bzw. Eisfall), berechnet. Des Weiteren geht man davon aus, dass die Betriebsführung der Anlage den Vereisungsfall zuverlässig erkennt und in der Folge die Anlage sicher abgestellt wird und somit in den Trudelbetrieb übergeht.

Die notwendigen Funktionen der Fernüberwachung und das Eingreifen in die Anlagensteuerung sind mittlerweile Stand der Technik und funktionieren zuverlässig. Eine Kombination der oben genannten Punkte unterstützt die Sicherheit der Anlagenabschaltung, so dass ein Eiswurf einer im Betrieb befindlichen Anlage mit hoher Sicherheit verhindert werden kann.

Generell kann gesagt werden, dass sich erst ein nennenswerter Eisansatz in der Größenordnung von etwa 40% der Profiltiefe des Rotors bilden muss, ehe sich einzelne Stücke vom Rotor lösen und durch die hohe Blattspitzengeschwindigkeit weggeschleudert werden.

Bei einer WEA kommt es hierbei je nach Rotorstellung zu unterschiedlichen Fallweiten. Die für die Berechnungen notwendigen Eingangsdaten (Größe, Masse, aerodynamische Eigenschaften) werden aus vorhandenen Forschungsergebnissen und Richtlinien [16][17][18][19][10] abgeschätzt. Mittels der Berechnungskriterien kann das Risiko abgeschätzt werden, das durch auftretenden Eisansatz in der Umgebung einer WEA auftritt.

Hierfür ist neben den Anlagenparametern und meteorologischen Daten auch die Häufigkeit des Aufenthalts von Personen, Fahrzeugen oder Sachgütern in einer gefährdeten Zone zu bewerten. Relevant im Zusammenhang mit Eisansatz ist auch die Abschätzung von Energieausfällen.

Jedoch ist schon das Klassifizieren von Vereisungsbedingungen als unsicherheitsbehaftet zu bewerten. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die vorliegenden meteorologischen Daten meist von Stationen mit Messgeräten auf etwa 10 m über Grund stammen und nur sehr schwer auf den Standort von WEA zu übertragen sind.

Zudem wird nach Auftreten eines Vereisungszustandes meist per optischer Überprüfung durch einen Beauftragten die Vereisungssituation vor Ort überprüft, um eine Gefährdung der Umgebung auszuschließen und die Anlage wieder in Betrieb zu nehmen. Hierfür sind in der Branche noch weiterführende Sensoren zu entwickeln, um hieraus auftretende evtl. Wartezeiten deutlich zu verkürzen.



Abb. 9: Windenergieanlage unter Vereisungsbedingungen.

3.2 Lokale Ertragsabschätzung

Um das Windpotential eines gewählten Standortes ausfindig machen zu können, stehen dem Benutzer zwei Möglichkeiten zur Verfügung: zum einen kann die Papierform der hier dargestellten Karten genutzt werden, zum anderen können über das Onlineportal (www.windatlas.rlp.de) die hinterlegten digitalen Karten mittels eines Fachportals betrachtet werden.

Sollte sich der Benutzer entscheiden, die ausgedruckten Karten als Grundlage zu benutzen, so kann mit Hilfe der hinterlegten Grenzen bzw. der topographischen Hintergrundkarte der Standort lokalisiert werden. Die Windgeschwindigkeit kann für den gefundenen Punkt durch die jeweilige farbliche Kodierung zugewiesen werden. In einfachen Geländeformationen, in denen nur sanfte Farbwechsel stattfinden, ist eine Zuordnung der Windgeschwindigkeit zum gewählten Standort gewährleistet.

In dem Fachportal kann mit den beschriebenen Zoom-Funktionen der Windatlas detaillierter angezeigt werden. Der gewählte Standort lässt sich zunächst mithilfe einer Übersichtskarte lokalisieren. In der Vergrößerung zeigen sich dem Betrachter mit dem topographischen Hintergrund zusätzliche Informationen zur weiteren Orientierung. Diese Zusatzinformationen bestehen aus Ortschaften, Straßen etc. Auch für komplexe Geländestrukturen wird so eine genaue Lokalisierung von möglichen Ausschnitten gewährleistet. Mit einem weiteren Klick auf den Standort selbst werden Informationen zur Windgeschwindigkeit am konkreten Standort in Textform ausgegeben.

Die Windpotentialkarte liefert Informationen über die Windgeschwindigkeit für einen speziellen Standort mit einer räumlichen Auflösung von 50 x 50 m. Um die Standortgüte zu bestimmen reicht allerdings die Windgeschwindigkeit alleine nicht aus. Hierzu sind weitere Informationen notwendig, die im Folgenden genannt werden:

- Standortabhängige Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit, wiedergegeben durch den Skalenparameter A und den Formparameter k der Weibullfunktion,
- Leistungskennlinie der Windenergieanlage,
- Nabenhöhe,
- Luftdichtekorrektur,
- Standortlage (Wald: ja/nein).

Häufigkeitsverteilung

Der Windatlas gibt die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit für einen gewählten Punkt aus. Dieser Mittelwert gibt jedoch keine Auskunft darüber, wie häufig unterschiedliche Windgeschwindigkeiten auftreten. Gerade aber diese Verteilung der Windgeschwindigkeit gibt Aufschluss über die wirtschaftliche Rentabilität des Standorts. Der Zusammenhang von Windenergie und Windgeschwindigkeit ist mit der dritten Potenz beschrieben. Dies bedeutet, dass hohe Windgeschwindigkeiten zu einem wesentlich höheren Ertrag führen als niedrige Windgeschwindigkeiten. Eine Häufigkeitsverteilung liefert demnach umso mehr Energie, je häufiger hohe Windgeschwindigkeiten auftreten. Die Verteilung der Windgeschwindigkeiten wird mit Hilfe der Weibullverteilung beschrieben.

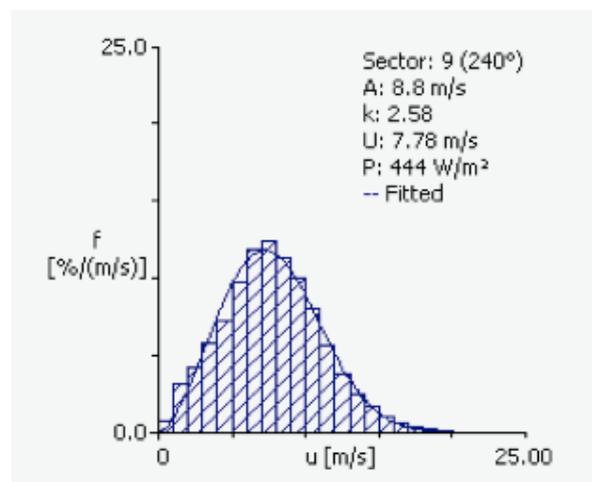


Abb. 10: Beispiel einer Weibullverteilung

Leistungskennlinie

Die Jahresenergieertragsberechnung wird unter Verwendung einer Leistungskennlinie durchgeführt. Diese Leistungskennlinie kann als theoretisch Berechnete oder nach der Norm IEC 61400-12 [9] Vermessene vorliegen. Bei theoretisch berechneten Leistungskennlinien können keine Aussagen über das Realverhalten der Leistungsabgabe der WEA im Betrieb abgegeben werden. Es ist anzuraten nach IEC 61400-12 vermessene Leistungskennlinien zu verwenden.

Die Entnahme der Windenergie durch die Windenergieanlage wird durch zwei Faktoren bestimmt. Diese sind die überstrichene Rotorfläche, bestimmt durch die Kenngröße Rotordurchmesser, und der Leistungsbeiwert, der den skalenlosen Wirkungsgrad der Anlage darstellt.

Eine Anlage mit größerem Rotordurchmesser liefert demnach mehr Energie bei gleichbleibendem Leistungsbeiwert im Vergleich zu einer Anlage mit kleinerem Rotordurchmesser.

Theoretisch ist der Leistungsbeiwert bei 0.59 durch das Betz'sche Gesetz beschrieben und begrenzt. In der Praxis liegt der technische Maßstab bei bis zu 0.51.

Rotorblätter unterliegen mechanischen Belastungen, wodurch die Baugröße begrenzt wird. In der Praxis kommen Rotoren zum Einsatz, die mehr als 80 m Durchmesser erreichen. Der technische Maßstab wird derzeit durch die Multi-Megawatt-Anlagen und deren Rotoren mit über 100 m Durchmesser gesetzt.

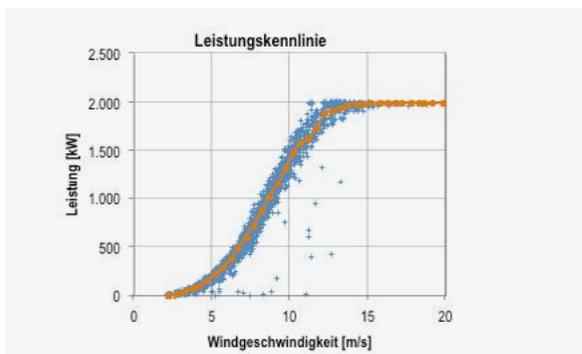


Abb. 11: Leistungskennlinie einer 2 MW Anlage

Nabenhöhe

Wenn auch das Potential in höheren Luftschichten genutzt werden soll, ist es erforderlich die Anlagen höher zu bauen. Nabenhöhen von etwa 100 m haben fast ein Jahrzehnt den Markt bestimmt. Seit einigen Jahren bieten die Hersteller auch Anlagen mit Nabenhöhen von bis zu 160 m an. Die verbundenen Mehrkosten, die sich aus der höheren Nabenhöhe ergeben, müssen zumindest durch einen höheren Ertrag kompensiert werden, um diese Maßnahme wirtschaftlich darstellen zu können.

Tabelle 5: Windgeschwindigkeit und Ertrag in Abhängigkeit von der Nabenhöhe.

Windgeschwindigkeit und Nabenhöhe		
NH [m]	v [m/s]	E [MWh/a]
100	6.02	3'850
120	6.19	4'246
140	6.33	4'525

Luftdichtekorrektur

Die Leistungskennlinie muss für die am Standort ermittelte durchschnittliche Jahrestemperatur und den durchschnittlichen Jahresdruck nach der Norm IEC 61400-12 [9] korrigiert werden. Hierbei wird zwischen einer Anlage mit fester Blattstellung (stall-Regelung) und mit variabler Blattstellung (pitch-Regelung) unterschieden. Da die Luftdichte direkt proportional zur Windleistung ist, kann näherungsweise auch der Ertrag der Anlage in dieses Verhältnis gesetzt werden. Das heißt, für eine geringere Luftdichte gemäß Tabelle 6 ist auch der Ertrag proportional geringer.

Tabelle 6: Luftdichte in verschiedenen Höhen.

Luftdichte und Höhe ü. NN			
Höhe ü. NN [m]	T [°C]	p [mbar]	ρ [kg/m ³]
100	10,5	1'001	1,229
500	7,9	951	1,179
1000	4,6	888	1,114



Abschätzung des Ertrags

Im Nachfolgenden soll auf Basis der hier dargestellten Informationen und Beispiele eine Ertragsabschätzung für drei Standorte exemplarisch durchgeführt werden. Als Leistungskennlinie wird eine marktübliche Windenergieanlage der 2 MW Klasse herangezogen.

Tabelle 7: Jährliche Stromerträge (MWh/a) an den Standorten A, B und C für eine exemplarische Windenergieanlage.

Beispiel: Jährliche Stromerträge und Vergütung			
	Standort A	Standort B	Standort C
Windgeschw. (v) aus Atlas	6,0 m/s	6,0 m/s	6,3 m/s
Geländeformation	Flachland	Mittelgebirge	Mittelgebirge
→ k Wert	k = 2,0	k = 2,0	k = 2,0
Leistungskennlinie	2 MW	2 MW	2 MW
Nabenhöhe (NH real)	100 m	100 m	140 m
Standortlage	Freie Lage	Waldlage	Waldlage
→ Reduktion v	0 m/s	0,2 m/s	0,2 m/s
→ tatsächliche v	6,0 m/s	5,8 m/s	6,1 m/s
Höhenlage ü. NN	300 m	600 m	600 m
→ Luftdichte	1,209 kg/m ³	1,172 kg/m ³	1,172 kg/m ³
Jahresertrag	4616 MWh/a	4142 MWh/a	4627 MWh/a

3.3 Waldstandorte und komplexe Gebiete

Mit den Informationen aus dem Windatlas kann die tatsächliche mittlere jährliche Windgeschwindigkeit für viele Standorte ausreichend genau vorbestimmt werden. Gleichzeitig können durch die weitere Entwicklung der Windenergieanlagentechnologie, insbesondere durch hohe Nabenhöhen, WEA inzwischen auch an Standorten errichtet werden, die vorher unzugänglich waren.



Abb. 12: Windenergieanlagen im Wald.

Hierzu zählen insbesondere Waldstandorte, was auch die Zubauzahlen in den Jahren 2012 und 2013 belegen. Neben logistischen Herausforderungen stellen sie auch eine besondere Herausforderung an die Bestimmung des Windpotentials. Dies geht oft einher mit einer Komplexität, welche sich dadurch auszeichnet, dass gewisse Geländeneigungen überschritten werden. Dabei sind in der Regel schon 20 % in Hauptwindrichtung ausreichend, um als komplex klassifiziert zu werden. Diesem kann durch die Anwendung des CFD Modells für den Windatlas Rechnung getragen werden.

Wald hat einen besonderen Einfluss auf den Wind, da dieser, je nach regionaler Beschaffenheit im Sinne von Ausdehnung, Bestand, Wuchshöhe und -dichte, eine Pufferzone ohne Wind schafft und das Windprofil entsprechend verzerrt und im Mittel gesehen über dem Wald in höhere Schichten verlagert. Die Qualität der Aussagen hängt auch davon ab, ob regional Informationen von Bestandsanlagen zur Validierung zur Verfügung standen. Der Waldeinfluss und die damit einhergehende Unsicherheit in den Berechnungen nehmen mit zunehmender Höhe über Grund ab.

Als Eingangs- und Validierungsdaten für die Erstellung des Windatlas wurden sowohl Standorte auf Freiflächen als auch im Wald verwendet, um dem hohen Waldanteil in Rheinland-Pfalz Rechnung zu tragen. Da Wälder jedoch eine sehr inhomogene Struktur aufweisen, ist die Repräsentativität nur kleinflächig gegeben. Daher sind für eine spezielle Standortbewertung für die Projektfinanzierung Berechnungsmethoden und eine gutachterliche Bewertung vor Ort über die Anströmbedingungen notwendig, die im Rahmen einer Flächenanalyse nicht anwendbar sind.

Grundsätzlich kann für Waldgebiete angenommen werden, dass die tatsächliche Windgeschwindigkeit niedriger ausfällt als in dem Modell angenommen. Als grober Schätzwert kann für ein Waldgebiet mit einer Baumhöhe von 30 m davon ausgegangen werden, dass die tatsächliche Windgeschwindigkeit um ca. 0,2 - 0,3 m/s niedriger ausfällt. In komplexen Gebieten treten zum Teil lokale Effekte auf, die nicht durch den Windatlas berücksichtigt werden. Kommt in diesen Gebieten noch hinzu, dass weder Windenergieanlagen noch Windmessungen existieren, so sind Abweichungen von mehr als 0,5 m/s möglich.



4 REGIONALE INTERPRETATION DER ERGEBNISSE

4.1 Definition von Teilräumen in Rheinland-Pfalz

Die Ergebnisse des Windatlas werden im Folgenden für einzelne Teilräume in Rheinland-Pfalz detailliert dargestellt. Dabei wird das Land in die Teilräume Westerwald, Mittelrhein, Eifel, Trier und Moseltal, Hunsrück, Nahe, Pfalz, Pfälzerwald, Rheinhessen und Rhein-Neckar (ehemalige Rheinpfalz) eingeteilt. Die Gebiete Mittelrhein, Rheinhessen und Rhein-Neckar werden zusammen betrachtet, ebenso wie die Gebiete Nahe und Pfalz. Bei den Teilräumen handelt es sich um eine Zusammenfassung von Naturräumen, die sich jeweils durch ähnliche windklimatologische Gegebenheiten auszeichnen und deswegen gemeinsam betrachtet werden können.



Abb. 13: Übersicht der Teilräume in Rheinland-Pfalz (farbige Flächen). Die Linien stellen die Planungsregionen von Rheinland-Pfalz dar.

4.2 Teilraum Westerwald

Der hier beschriebene Teilraum Westerwald umfasst die Naturräume Westerwald, Bergisch-Sauerländisches Gebirge und Taunus. Er liegt östlich des Mittelrheingebietes und wird weiterhin durch die Landesgrenze im Norden und Osten abgesteckt.

Das Windfeld des Teilraums Westerwald hängt stark mit den orographischen Gegebenheiten zusammen. Zudem sind große Gebiete bewaldet, was sich auf das Windpotential auswirkt. Während in den Flusstälern die Windgeschwindigkeiten gering sind, nimmt das Windpotential mit zunehmender Höhenlage deutlich zu. Die niedrigsten Windgeschwindigkeiten sind in den Flusstälern, z.B. der Lahn, der Nister oder der Sieg zu finden und bewegen sich im Bereich von 5 m/s. In

höheren Lagen ist das Windpotential großflächig größer 5,8 m/s auf 140 m über Grund und steigt im Gebiet um Bad Marienburg bis auf 6,9 m/s auf 140 m über Grund an. Auch die Montabaurer Höhe weist ein hohes Windpotential von 6,8 m/s auf 140 m über Grund auf.

Im Teilraum Westerwald wurden zwei meteorologische Eingangsdatensätze für die Berechnung herangezogen, deren Höhe über Grund bei etwa 110 m liegt. Zur Validierung der Ergebnisse wurden Daten von 26 WEA mit Nabenhöhen zwischen 65 m und 138 m verwendet. Diese befinden sich an acht unterschiedlichen Standorten und sind relativ homogen über den Teilraum verteilt. Sowohl Eingangsdaten als auch Validierungsdaten liegen zum Teil im Wald, zum Teil auf Freiflächen.

Insgesamt werden die Validierungs-WEA durch das Modell sehr gut getroffen. Lediglich im südlichen Bereich des Teilraumes, im Taunus, kommt es zu Überschätzungen durch das Modell. Hier

standen nur WEA mit sehr niedrigen Nabenhöhen zwischen 65 m und 70 m für die Validierung zur Verfügung.

Für den Teilraum Westerwald ergibt sich daraus folgende Unsicherheitsbetrachtung:

Tabelle 8: Zusammenfassung der Unsicherheiten für den Teilraum Westerwald

Bewertungskriterium	Orographie	Landnutzung	Validierung 100 m	Validierung 140 m	Anzahl Validierungsdaten
Unsicherheit	Mittel	mittel bis hoch	Nord: gering Süd: mittel bis hoch	Nord: gering Süd: hoch	26

4.3 Teilraum Eifel

Im Teilraum Eifel befinden sich die naturräumlichen Einheiten Gutland, Ost- und Westeifel. Im Osten wird der Teilraum durch das Mittelrheingebiet und im Süden durch das Moseltal begrenzt. Die westliche und nördliche Grenze bildet die Landesgrenze.

Insgesamt ist das Windpotential in der Eifel durch die exponierte Mittelgebirgslage recht hoch. Die höchsten Windgeschwindigkeiten in diesem Teilraum werden auf dem Gebirgszug Schneifel mit über 7 m/s auf 140 m modelliert. Von diesem Gebiet im Nordosten sinken die Windgeschwindigkeiten Richtung Moseltal und im Bereich der Osteifel durch zunehmende Leelage ab. Dennoch weisen stark exponierte Lagen auch in der Osteifel noch Windgeschwindigkeiten bis 7 m/s auf 140 m über Grund auf. Großflächig betrachtet liegt die Windgeschwindigkeit über 6 m/s in der Westeifel und über 5,8 m/s in der Osteifel auf 140 m. Große Unterschiede der Windgeschwindigkeit sind im Bereich Adenau, Altenahr und Weibern zu finden. Dies ist zum einen auf die großen Höhenunterschiede zwischen den Flusstälern und Bergrücken und zum anderen auf die dichte Bewaldung des Gebietes zurückzuführen.

Im Teilraum Eifel gingen fünf meteorologische Datensätze für die Berechnungen ins Modell ein. Die Höhen der Eingangsdaten über Grund liegen zwischen 80 m und 108 m. Zur Validierung der Berechnungsergebnisse wurden Daten von 68 WEA verwendet, die sich in 14 Windparks befinden. Diese haben Nabenhöhen zwischen 65 m und 108 m. Da in diesem Teilraum keine Daten von WEA mit höheren Nabenhöhen zur Verfügung standen, konnte das Modell für die Berechnungshöhen 140 m und 160 m nicht validiert werden. Die räumliche Verteilung der Validierungs-WEA ist vergleichsweise inhomogen. Die zur Validierung geeigneten Windparks befinden sich entweder im westlichen Bereich oder im östlichen Bereich des Gebietes. In der Mitte standen nur Daten von zwei Windparks zur Verfügung.

Vor allem für niedrige Nabenhöhen unter 70 m überschätzt das Modell die realen Windgeschwindigkeiten. Dies ist vor allem für die Westeifel zu beobachten, wobei im Nordwesten keine anderen Validierungsdaten zur Verfügung stehen und in diesem Bereich die Unsicherheiten für die Berechnung zunehmen. Die übrigen Validierungsberech-

nungen in der Eifel zeigen eine gute Übereinstimmung zwischen modellierten und realen Daten. Eine leichte Unterschätzung durch das Modell kann jedoch im Osten der Region für einzelne WEA festgestellt werden.

Insgesamt lassen sich für den Teilraum Eifel folgende Aussagen zur Unsicherheit treffen. Im Nordwesten steigt die Unsicherheit der Berech-

nung durch Überschätzungen durch das Modell sowie fehlende Validierungsdaten in den relevanten Höhen zwischen 100 m und 160 m über Grund. In der Mitte der Region ist die Unsicherheit ebenfalls erhöht, auf Grund der geringen Datendichte. Im Osten ist die Unsicherheit vor allem für den 100 m Windatlas durch gute Validierungsergebnisse gering, steigt jedoch für die weiteren Ausgabehöhen an.

Für den Teilraum Eifel ergibt sich daraus folgende Unsicherheitsbetrachtung:

Tabelle 9: Zusammenfassung der Unsicherheiten für den Teilraum Eifel					
Bewertungskriterium	Orographie	Landnutzung	Validierung 100 m	Validierung 140 m	Anzahl Validierungsdaten
Unsicherheit	Mittel	Mitte und Osten: hoch Westen: mittel bis hoch	West: mittel bis hoch Mitte: mittel Ost: gering	hoch	68

4.4 Teilraum Trier und Moseltal

Der Teilraum umfasst den Raum Trier und das Moseltal und wird von den Teilräumen Eifel im Norden und Hunsrück im Süden begrenzt.

Dieser Teilraum ist stark durch die tiefen Einschnitte des Moseltales geprägt. Sie zeichnen sich durch sehr komplexe und kleinräumige Höhenunterschiede aus und führen dadurch zu kleinräumigen Unterschieden im Windregime, welchen nur durch standortspezifische Windmessungen Rechnung getragen werden kann. Die modellierten Windgeschwindigkeiten zeigen Ergebnisse von etwa 5 m/s in den Flussniederungen bis 7 m/s auf den Hochlagen dieses Gebietes für 140 m über Grund.

Für diesen Teilraum gingen keine Daten in die Berechnungen des Windatlas ein. Die Eingangsdaten stammen aus den benachbarten Teilräumen

Eifel und Hunsrück und werden für das Moseltal als nicht repräsentativ erachtet. Es liegt ein Datensatz zur Validierung der Ergebnisse vor. Dieser wird jedoch stark durch die standortspezifischen Gegebenheiten beeinflusst und kann nur für diesen Standort als repräsentativ betrachtet werden. Die modellierte Windrichtungsverteilung entspricht nicht der der Validierungsdaten. Da dieser Datensatz nicht durch weitere Daten bestätigt werden kann und kein repräsentativer Langzeitbezug gefunden werden konnte, wird auch die Validierung als bedingt aussagekräftig bewertet. Daher wird die Unsicherheit für den Teilraum Trier und Moseltal als sehr hoch eingestuft. Möglicherweise findet eine Überschätzung durch das Modell auf den Hochlagen des Moseltales statt. Auch die stark zergliederte Struktur des Gebietes trägt zur hohen Unsicherheit bei.

Für den Teilraum Trier und Moseltal ergibt sich daraus folgende Unsicherheitsbetrachtung:

Tabelle 10: Zusammenfassung der Unsicherheiten für den Teilraum Trier und Moseltal

Bewertungskriterium	Orographie	Landnutzung	Validierung 100 m	Validierung 140 m	Anzahl Validierungsdaten
Unsicherheit	hoch	hoch	hoch	hoch	1

4.5 Teilraum Hunsrück

Der Hunsrück schließt sich südlich an das Moseltal an. Im Osten wird der Teilraum durch Rheinhessen, im Süden durch die Westpfalz und im Westen durch die Landesgrenze abgegrenzt.

Im Hunsrück liegt das Windpotential mit Ausnahme der Tallagen großflächig über 6 m/s auf 140 m über Grund und über 5,8 m/s auf 100 m über Grund. Die höchsten Windgeschwindigkeiten sind entlang des Hauptkammes des Hunsrücks zu finden und liegen schon für eine Höhe von 100 m über 7 m/s.

Im Teilraum Hunsrück gingen fünf meteorologische Datensätze in das Berechnungsmodell ein, bei denen es sich zum Teil um Waldstandorte handelt. Die Höhen der Eingangsdaten über Grund betragen 105 m bis 138 m. Zur Validierung der Ergebnisse wurden Daten von 100 WEA genutzt, die Nabenhöhen zwischen 65 m und 138 m aufweisen. Die Validierungsdaten sind zwar annähernd über den gesamten Teilraum verteilt, jedoch befindet sich ein Großteil der Anlagen nördlich des Hauptkammes. Ein Teil der Validierungsanlagen befindet sich im Wald. Vor allem niedrige

Nabenhöhen werden zum Teil durch das Modell überschätzt. Für Nabenhöhen über 100 m wird dagegen im Mittel ein gutes Validierungsergebnis erzielt, mit der Ausnahme einer Unterschätzung in der Mitte und einer Überschätzung im Osten des Gebietes. Hierbei handelt es sich um Anlagen im Wald bzw. am Waldrand. Gekoppelt mit der komplexen Orographie des Teilraums können kleinräumige Effekte entstehen, die durch Modelle schwer zu fassen sind.

Insgesamt zeigt die Validierung für Nabenhöhen über 100 m ein gutes Ergebnis. Im westlichen Bereich konnte bis zu einer Höhe von 100 m über Grund validiert werden, im östlichen Bereich bis 138 m, was sich positiv auf die Unsicherheiten auswirkt. Keine Daten zur Validierung der Ergebnisse liegen im stark bewaldeten Gebiet des westlichen Hauptkammes des Hunsrücks vor. Hier sind die Ergebnisse mit erhöhter Unsicherheit behaftet. Im östlichen Bereich des Hauptkammes konnte das Windprofil validiert werden. Hier zeigt sich, dass Nabenhöhen unter 100 m durch das Modell überschätzt werden, d.h. es wird ein zu steiles Windprofil angenommen.

Für den Teilraum Hunsrück ergibt sich daraus folgende Unsicherheitsbetrachtung:

Tabelle 11: Zusammenfassung der Unsicherheiten für den Teilraum Hunsrück

Bewertungskriterium	Orographie	Landnutzung	Validierung 100 m	Validierung 140 m	Anzahl Validierungsdaten
Unsicherheit	mittel bis hoch	hoch	West: gering Ost: gering	West: hoch Ost: gering	100

4.6 Teilraum Pfalz/Nahe

Der Teilraum Pfalz/Nahe umfasst die Naturräume Pfälzisch-Saarländisches Muschelkalkgebiet und Saar-Nahe-Bergland. Nach Norden wird das Gebiet durch den Hunsrück abgegrenzt, nach Osten durch die Teilräume Rheinhessen und Rhein-Neckar. Südlich und östlich wird der Teilraum Pfalz/Nahe durch die Landesgrenze begrenzt.

Die Ergebnisse der Windpotentialanalyse ergeben für diesen Teilraum ein sehr heterogenes Bild. Das Windfeld hängt stark von den lokalen Bedingungen ab und ist deutlichen Schwankungen von Standort zu Standort unterworfen. Die höchsten Windgeschwindigkeiten mit über 7,5 m/s wurden auf den Hochlagen im Donnersbergkreis berechnet, wobei der stark exponiert liegende Donnersberg selbst, Windgeschwindigkeiten von 7,9 m/s auf 140 m über Grund aufweist. In den Tälern dagegen senkt sich die Windgeschwindigkeit stark ab. Auch im westlichen Bereich des Saar-Nahe-Berglandes wurden in exponierten Kuppenlagen noch Windgeschwindigkeiten bis 7 m/s auf 140 m über Grund berechnet. Die tiefer gelegene Ebene westlich von Kaiserslautern weist niedrigere Windgeschwindigkeiten mit Werten von etwa 5,4 m/s bis knapp über 6 m/s auf 140 m auf. In der südlich an dieses Gebiet anschließenden

Südwestpfalz zeigt sich wieder ein stark durch die Orographie geprägtes Bild. Während auf den Bergkuppen Windgeschwindigkeiten bis etwa 6,5 m/s berechnet wurden, liegt die Windgeschwindigkeit in den Tallagen unter 5 m/s auf 140 m.

Im Teilraum Pfalz/Nahe wurden neun meteorologische Datensätze zur Berechnung des Windpotentials verwendet. Die Höhen der Eingangsdaten liegen zwischen 85 m und 138 m. Zur Validierung der Ergebnisse standen Daten von 81 WEA aus 22 Windparks zur Verfügung, die Nabenhöhen von 65 m bis 138 m aufweisen. Im Mittel betrachtet, stimmen Modell und Realität gut überein. Betrachtet man die Validierungsstandorte im Einzelnen, kommt es in diesem Teilraum sowohl zu Über- als auch Unterschätzungen durch das Modell. Vor allem Standorte mit niedriger Nabenhöhe werden überschätzt, jedoch gibt es auch Standorte mit niedriger Nabenhöhe, die unterschätzt werden. Standorte mit Nabenhöhen größer 100 m werden meist gut modelliert, jedoch gibt es auch hier Ausreißer nach oben und nach unten. Es kann keine einheitliche regionale Zuordnung zum Validierungsergebnis hergestellt werden. Daher müssen die Ergebnisse mit erhöhter Unsicherheit betrachtet werden.

Für den Teilraum Pfalz/Nahe ergibt sich daraus folgende Unsicherheitsbetrachtung:

Tabelle 12: Zusammenfassung der Unsicherheiten für den Teilraum Pfalz/Nahe

Bewertungskriterium	Orographie	Landnutzung	Validierung 100 m	Validierung 140 m	Anzahl Validierungsdaten
Unsicherheit	mittel	Mittel bis hoch	mittel bis hoch	hoch	81

4.7 Teilraum Pfälzerwald

Der Teilraum Pfälzerwald umfasst das Haardtgebirge. Die Region kann im Osten durch den Raum Rhein-Neckar, im Norden und Westen durch die Pfalz und im Süden durch die Landgrenze abgegrenzt werden.

Das Windregime dieses Teilraums wird durch das ausgedehnte Waldgebiet des Pfälzerwaldes sowie durch die Orographie geprägt. In Kuppenlagen werden Windgeschwindigkeiten bis 7 m/s auf 140 m über Grund berechnet. In den ebenfalls bewaldeten Hanglagen und Tälern dagegen, in denen Luftverwirbelungen und Staueffekte auftreten, senkt sich die Windgeschwindigkeit stark ab und liegt unter 5 m/s.

Im Teilraum Pfälzerwald standen weder Eingangsdaten noch Validierungsdaten zur Verfügung. Daher wurde die Windhöflichkeit auf Basis von Eingangsdaten aus der Pfalz und dem Gebiet Rhein-Neckar berechnet. Die unterschiedlichen orographischen Gegebenheiten und die unterschiedliche Landnutzung dieser Gebiete sind zwar im Modell implementiert, dennoch muss ein Abgleich mit Daten aus der Region erfolgen, um eine Aussage zur Güte der Ergebnisse treffen zu können. Auf Grund der großen Entfernung der Eingangsdaten und deren geringen regionalen Repräsentanz für den Teilraum, sind die Unsicherheiten der Berechnungen sehr hoch.

Für den Teilraum Pfälzerwald ergibt sich daraus folgende Unsicherheitsbetrachtung:

Tabelle 13: Zusammenfassung der Unsicherheiten für den Teilraum Pfälzerwald

Bewertungskriterium	Orographie	Landnutzung	Validierung 100 m	Validierung 140 m	Anzahl Validierungsdaten
Unsicherheit	mittel	hoch	hoch	hoch	0

4.8 Teilraum Rheinhessen und Rhein-Neckar

Der Teilraum Rheinhessen und Rhein-Neckar umfasst die Naturräume Oberrheintiefland, Rhein-Main-Tiefland und das Mittelrheingebiet. In der Südhälfte von Rheinland-Pfalz bildet der Teilraum die östliche Grenze des Bundeslandes und in der Nordhälfte liegt der Teilraum zwischen Eifel und Westerwald.

Im Gebiet Rhein-Neckar ist das Windregime stark durch Leeeffekte durch das Haardtgebirge geprägt. Die Windgeschwindigkeit steigt mit zunehmender Entfernung nach Osten hin an und liegt zwischen 5,2 m/s im Leeschaten des Haardtgebirges bis etwa 6 m/s auf 140 m über Grund im Osten. Mit zunehmender Höhenlage im nördlichen Oberrheintiefland steigt auch die berechnete Windgeschwindigkeit und liegt in den Landkreisen Alzey-Worms und Mainz-Bingen großflächig über 6 m/s. Auch im Mittelrheingebiet ist durch die Leeseitige Lage zur Eifel die Windgeschwindigkeit etwas reduziert. Auf Erhebungen wie etwa dem Karmelenberg können jedoch auch Windgeschwindigkeit bis 6,7 m/s berechnet werden. Im betrachteten Teilraum wurden sieben Windstatistiken als Eingangsdatensatz für das Modell verwendet, wobei sich sechs im Oberrheintiefland befinden und einer im Mittelrheingebiet. Die Höhen der Datensätze liegen zwischen 98 m und 138 m über Grund. Insgesamt wurden

85 WEA aus 23 verschiedenen Windparks zur Validierung herangezogen. Deren Nabenhöhen bewegen sich zwischen 60 m und 138 m. Die Validierungsdaten sind über das gesamte Oberrheintiefland verteilt, wohingegen im Mittelrheingebiet nur ein Windpark für die Validierung zur Verfügung steht.

Validierungs-WEA mit Nabenhöhen über 100 m konnten gut durch das Modell nachberechnet werden. Jedoch gibt es hier zwei Ausnahmen, bei welchen es zur Überschätzung durch das Modell kommt. Diese können durch weitere nahe liegende Validierungsdaten nicht bestätigt werden und werden daher von der Unsicherheitsbetrachtung ausgeschlossen. Niedrige Nabenhöhen von 70 m bis 80 m werden durch das Modell meist überschätzt. Dies deutet auf ein insgesamt zu steil berechnetes Windprofil hin. Eine Anpassung des Modells erfolgte jedoch nicht, da die Nabenhöhen unterhalb der relevanten Berechnungshöhen liegen.

Insgesamt kann die Validierung für Nabenhöhen von 100 m bis 138 m als gut bewertet werden. Im südlichen Bereich des Oberrheintieflandes sowie im Mittelrheingebiet liegen keine Validierungs-WEA mit höheren Nabenhöhen vor, wodurch die Unsicherheit für die Modellierungshöhen 120 m bis 160 m steigt.

Für den Teilraum Rhein-Neckar und Rheinhessen ergibt sich daraus folgende Unsicherheitsbetrachtung:

Tabelle 14: Zusammenfassung der Unsicherheiten für den Teilraum Rheinhessen und Rhein-Neckar

Bewertungskriterium	Orographie	Landnutzung	Validierung 100 m	Validierung 140 m	Anzahl Validierungsdaten
Unsicherheit	Rhein-Neckar: gering bis hoch (durch Leeeffekt) Rheinhessen: mittel Mittelrhein: mittel	mittel	Rhein-Neckar: gering Rheinhessen: gering Mittelrhein: mittel	Rhein-Neckar: hoch Rheinhessen: gering Mittelrhein: hoch	85



5 KARTENWERK

5 KARTENWERK

Der Referenzertrag der jeweiligen Windenergieanlage ist ein maßgebendes Kriterium für die Wirtschaftlichkeit der jeweiligen Anlage an dem einzelnen Anlagenstandort. Für das im Windatlas verwendete Windmodell wurde der Referenzertrag für eine moderne Windenergieanlage der 3 MW-Klasse für eine Nabenhöhe von 140 m über Grund berechnet. Zur Berücksichtigung der Höhe der einzelnen Windenergieanlagenstandorte wurde eine Luftdichtekorrektur der Leistungskennlinie für jeden Berechnungspunkt bei einer Auflösung von 50 m x 50 m durchgeführt.

In der nebenstehenden Karte ist die Verteilung von Flächen mit einem Referenzertrag von 80 % auf einer Höhe von 140 m über Grund ausgewiesen. Bei diesem Prozentwert ist ein wirtschaftlicher Betrieb von Windenergieanlagen in Rheinland-Pfalz auch unter Berücksichtigung der im jetzigen EEG für die nächsten Jahre vorgesehenen Degression der Vergütungssätze für neu errichtete Windenergieanlagen möglich. Unter besonderen Bedingungen können auch Standorte unterhalb des 80%-Kriteriums wirtschaftlich sein.

5.1 Beschreibung der Berechnung des Referenzertrags:

Der Referenzertrag wird für Standardbedingungen gemäß den Vorgaben aus dem EEG und der Technischen Richtlinie für Windenergieanlagen Teil 5 der Fördergesellschaft Windenergie e. V. (FGW) berechnet. Dabei werden für die Bezugshöhe 30 m über Grund eine mittlere Windgeschwindigkeit von 5,5 m/s (nach den Vorgaben des Erneuerbare-Energien-Gesetzes) und ein k-Wert (Fußnote 1) von 2 (Formfaktor der Windverteilung) vorgegeben. Die Standardluftdichte beträgt $1,225 \text{ kg/m}^3$. (Fußnote 2)

Mit diesen Eingangsbedingungen und mit der entsprechenden Leistungskennlinie wird der 100 % Referenzertrag für die zu betrachtende Nabenhöhe (hier 140 m) berechnet. Dies ist der Referenzwert für die Referenzertragsberechnung jeder einzelnen Berechnungszelle. Für jede einzelne Zelle werden Parameter (k-Wert, Windgeschwindigkeit) aus dem Windatlas verwendet und mithilfe der Leistungskennlinie ebenfalls

der Ertrag berechnet. Außerdem wird mit Hilfe der Höhenlage über Normalnull (NN) für jede Berechnungszelle eine Luftdichtekorrektur durchgeführt. Der erhaltene Ertrag wird nun durch den 100 % Referenzertrag geteilt.

Für die Standardluftdichte von $1,225 \text{ kg/m}^3$ wird der 80 % Referenzertrag bei 140 m Nabenhöhe ungefähr bei 6,2 bis 6,4 m/s (in Abhängigkeit vom k-Wert) erreicht. Bei zunehmender Höhe sinkt die Luftdichte. Aus diesem Grund wird der 80 % Referenzertrag in Höhenlagen erst bei größeren Windgeschwindigkeiten erzielt.

Fußnote 1

k ist der Weibull-Formfaktor. Er gibt die Form der Verteilung an und nimmt einen Wert zwischen 1 und 3 an. Ein kleiner k-Wert bedeutet sehr variable Winde, während konstante Winde einen größeren k-Wert ergeben.

Fußnote 2

Luftdichte auf Meereshöhe bei 15 °C Außentemperatur

5.2 Berechnete Flächen bei 80 % Referenzertrag

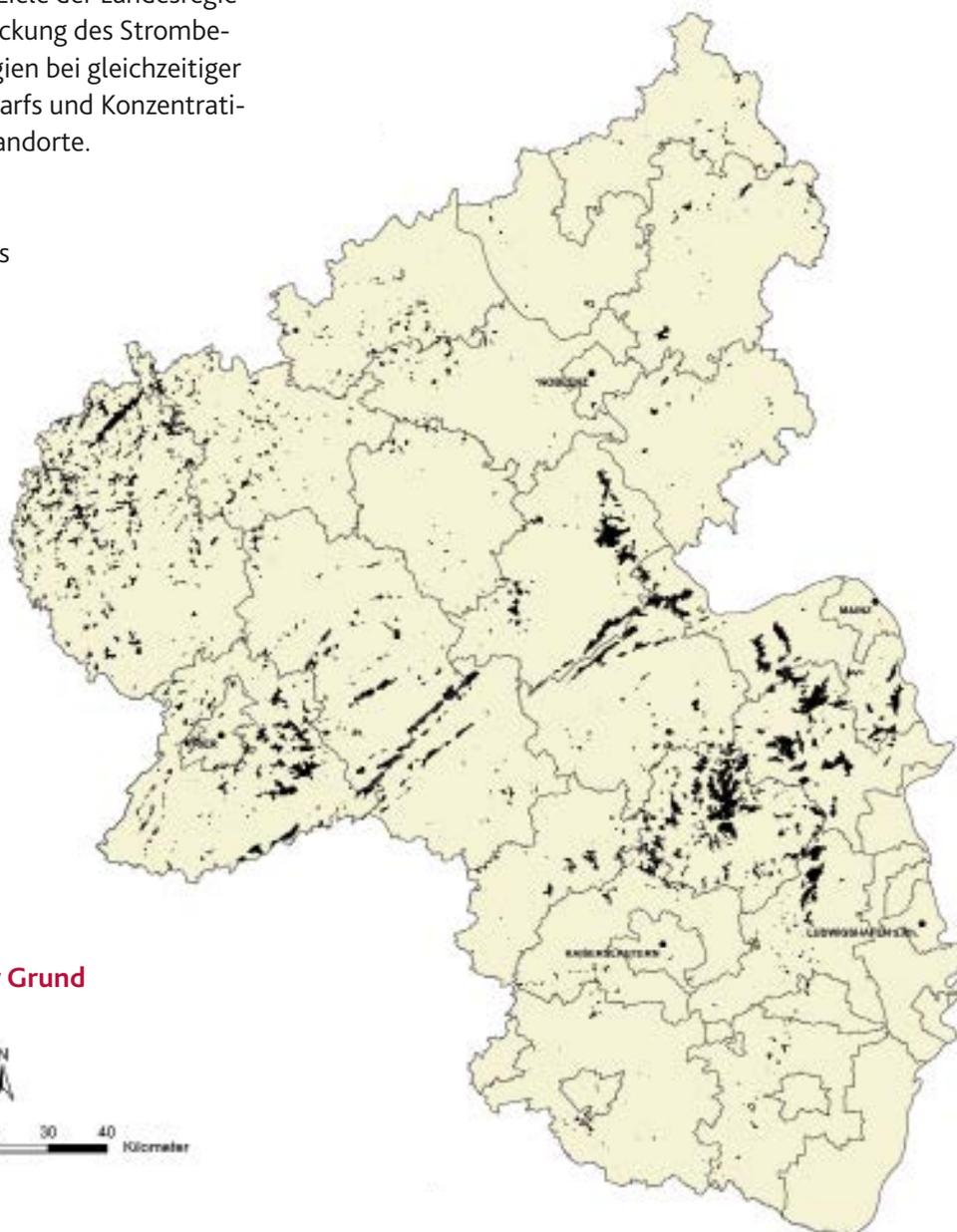
3,94 % der Landesfläche (781 km²) von Rheinland-Pfalz liegen oberhalb des angesetzten 80%-Kriteriums und enthalten die windhöfzigsten Standorte in Rheinland-Pfalz. Im Einzelfall können auch Standorte unterhalb des 80%-Kriteriums wirtschaftlich sein.

Damit bestehen gute Voraussetzungen zum Erreichen der energiepolitischen Ziele der Landesregierung von bilanziell 100 % Deckung des Strombedarfs aus Erneuerbaren Energien bei gleichzeitiger Minimierung des Flächenbedarfs und Konzentration auf die windhöfzigsten Standorte.

Die ca. 4 % der Landesfläche oberhalb des 80%-Kriteriums und weitere wirtschaftlich betreibbare Anlagenstandorte korrespondieren unter Berücksichtigung möglicher Ausschlussgründe gut mit dem Grundsatz des LEP IV, mindestens 2 % der Landesfläche für die Windenergie auszuweisen.

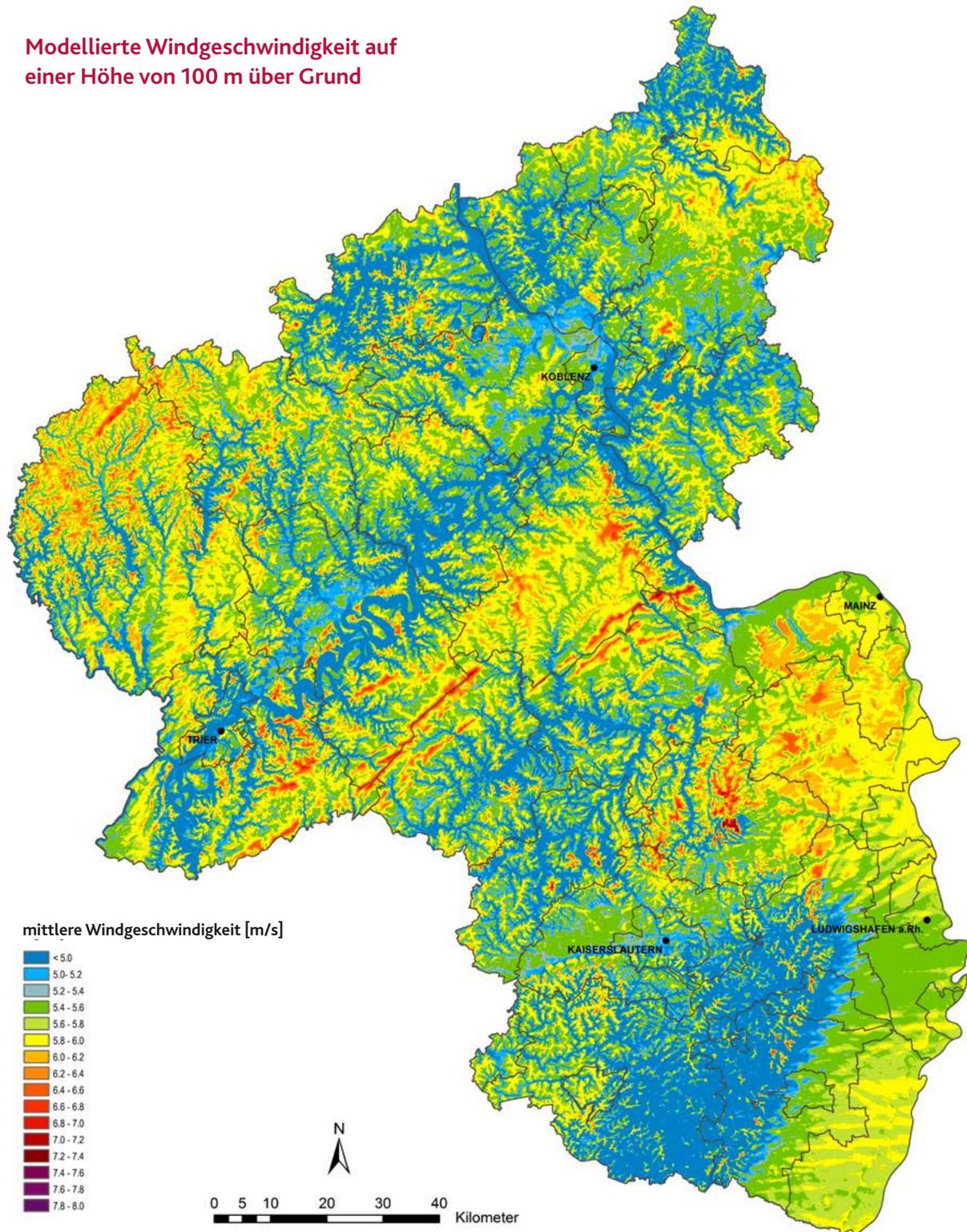
Tabelle 19: Statistik der Referenzertragskarte bei 140 m über Grund

Klassenverteilung		
Referenzertrag [%]	Anzahl der Werte [-]	Prozentualer Anteil [-]
< 80	7.627.296	96,06 %
≥ 80	312.514	3,94 %



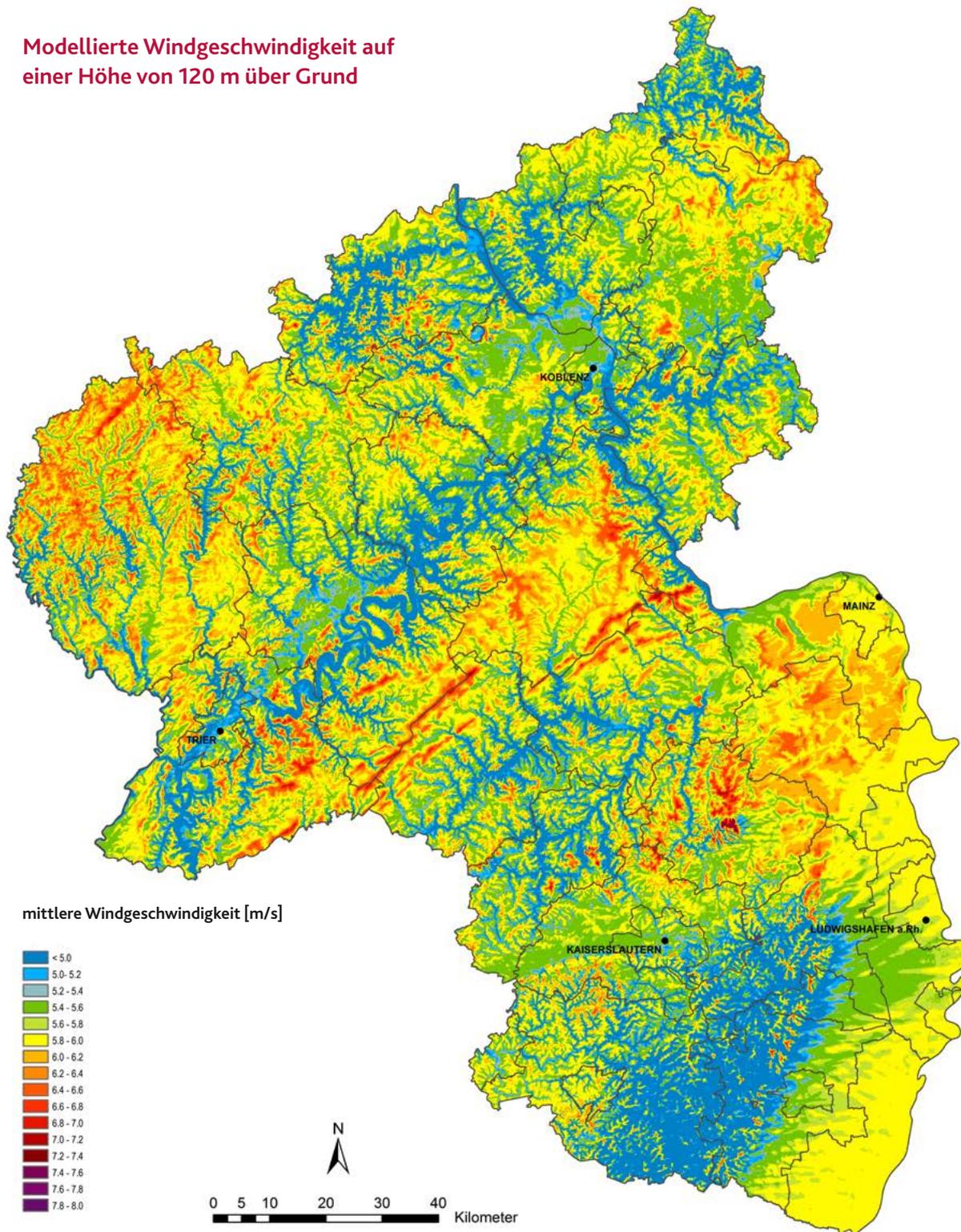
5.3 Mittlere Windgeschwindigkeiten bei 100 m. ü. G.

Modellierte Windgeschwindigkeit auf einer Höhe von 100 m über Grund



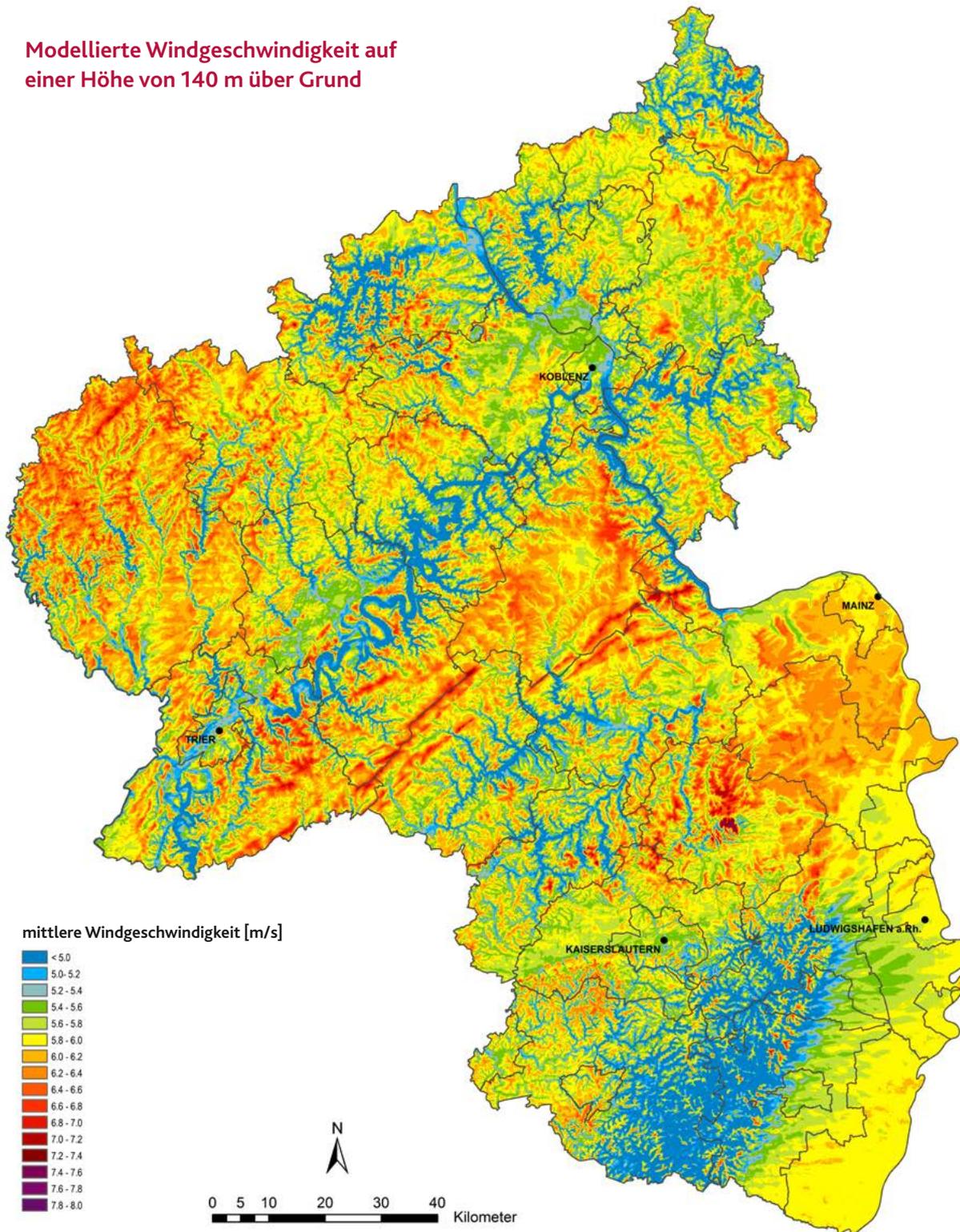
5.4 Mittlere Windgeschwindigkeiten bei 120 m. ü. G.

Modellierte Windgeschwindigkeit auf einer Höhe von 120 m über Grund



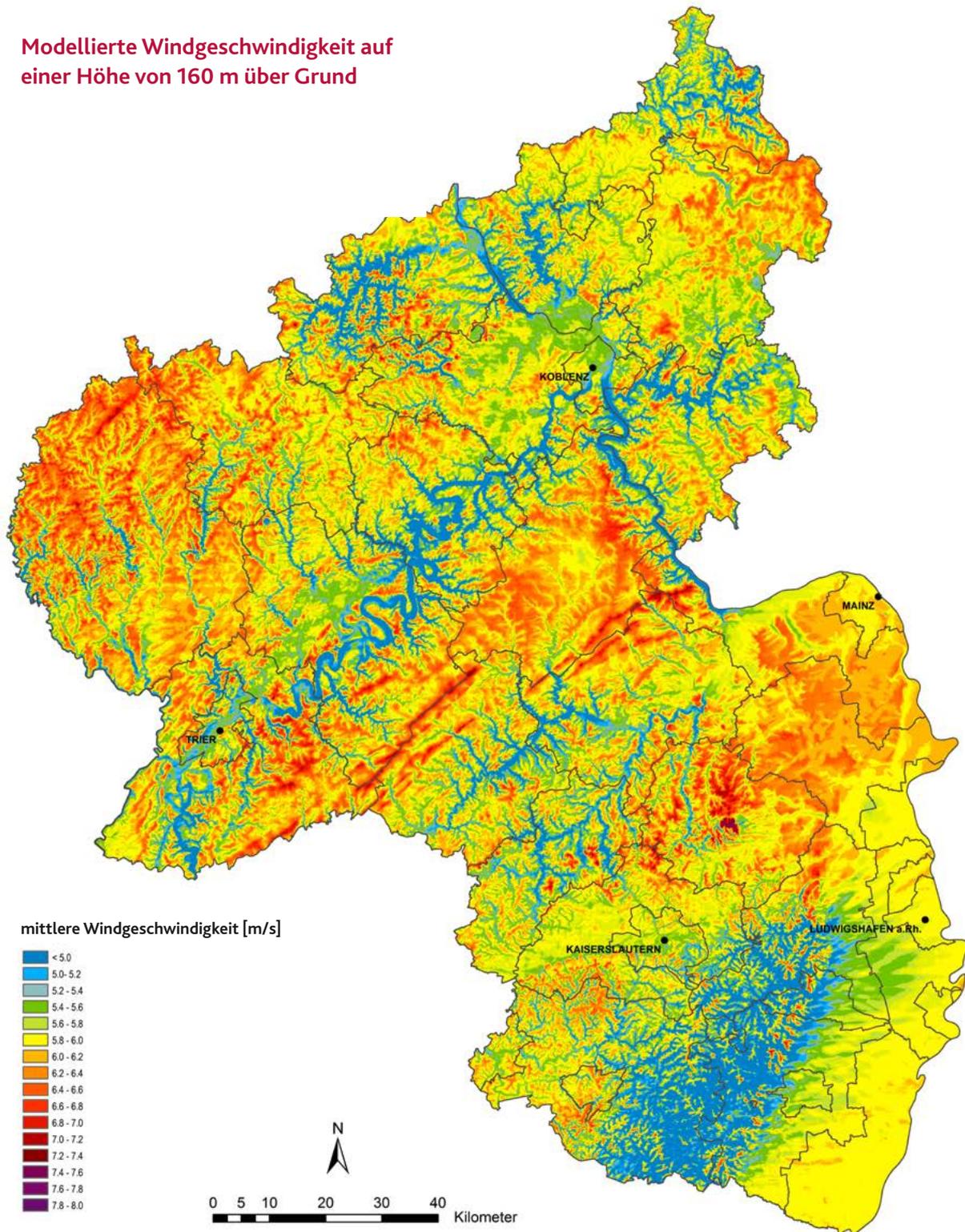
5.5 Mittlere Windgeschwindigkeiten bei 140 m. ü. G.

Modellierte Windgeschwindigkeit auf einer Höhe von 140 m über Grund



5.6 Mittlere Windgeschwindigkeiten bei 160 m. ü. G.

Modellierte Windgeschwindigkeit auf einer Höhe von 160 m über Grund





6 ANHANG

6.1 Abkürzungsverzeichnis

ABKÜRZUNG	EINHEIT	BEDEUTUNG
A	[m/s]	Skalenparameter der Weibullverteilung
E	[MWh]; [MWh/a]	Energieertrag, Jahresenergieertrag
f	[%]	Häufigkeit im Intervall i
k	[-]	Formparameter der Weibullverteilung
LK	[-]	Leistungskennlinie
NH	[m]	Nabenhöhe
NN	[-]	Normal Null
P	[kW]	Leistung
p	[hPa]	Druck
ρ	[kg/m ³]	Luftdichte
Sector	[deg]	Windrichtungssektor
T	[°C]	Temperatur
U, u, v	[m/s]	Windgeschwindigkeit
ü. G.	[-]	Über Grund
z ₀		Rauigkeitslänge

6.2 Abbildungsverzeichnis/ Fotonachweis

- Abb. 1: Rauigkeitsmodellierung und Vergleich mit topographischer Karte.
- Abb. 2: Beispiel einer Windrichtungs- und Windgeschwindigkeitsverteilung.
- Abb. 3: Validierungsanlagen in Rheinland-Pfalz [x]. Besichtigte Standorte [x]
- Abb. 4: Protokollierung einer Standortbesichtigung.
- Abb. 5: Vertikaler Schnitt durch das Modellgitter.
- Abb. 6: Modell- und Kerngebiet der Berechnung.
- Abb. 7: Darstellung der Orographie im Modellgebiet
- Abb. 8: Windpark mit Turmschatten.
- Abb. 9: Windenergieanlage unter Vereisungsbedingungen.
- Abb. 10: Beispiel einer Weibullfunktion
- Abb. 11: Leistungskennlinie einer 2 MW Anlage
- Abb. 12: Windenergieanlagen im Wald.
- Abb. 13: Übersicht der Teilräume in Rheinland-Pfalz.

6.3 Tabellenverzeichnis

- Tabelle 1:** Übersicht über die Datenlage der Validierungsdaten.
- Tabelle 2:** Jährliche Indexwerte für die drei Index-Regionen von Rheinland-Pfalz.
- Tabelle 3:** Schema der Unsicherheitsbetrachtung
- Tabelle 4:** Übersicht über die Schallrichtwerte.
- Tabelle 5:** Windgeschwindigkeit und Ertrag in Abhängigkeit von der Nabenhöhe.
- Tabelle 6:** Luftdichte in verschiedenen Höhen.
- Tabelle 7:** Jährliche Stromerträge (MWh/a) und monatliche Erträge (€/a) an den Standorten A, B und C für eine exemplarische Windenergieanlage.
- Tabelle 8:** Zusammenfassung der Unsicherheiten für den Teilraum Westerwald.
- Tabelle 9:** Zusammenfassung der Unsicherheiten für den Teilraum Eifel.
- Tabelle 10:** Zusammenfassung der Unsicherheiten für den Teilraum Trier und Moseltal.
- Tabelle 11:** Zusammenfassung der Unsicherheiten für den Teilraum Hunsrück.
- Tabelle 12:** Zusammenfassung der Unsicherheiten für den Teilraum Pfalz/Nahe.
- Tabelle 13:** Zusammenfassung der Unsicherheiten für den Teilraum Pfälzerwald.
- Tabelle 14:** Zusammenfassung der Unsicherheiten für den Teilraum Rheinhessen und Rhein-Neckar.

6.4 Linkliste

- www.rlp.de
Willkommen in Rheinland-Pfalz
- www.mwkel.rlp.de/File/Rundschreiben-28-05-2013-pdf
Rundschreiben Windenergie
- www.mwkel.rlp.de/File/vo-internet-text-mit-deckblatt-16042013-pdf
Erste Landesverordnung zur Änderung der Landesverordnung über das Landesentwicklungsprogramm vom 26.4.2013.

6.5 Literatur

- [1] Energiekonzept Baden-Württemberg 2020. Hrsg.: Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg. Stuttgart 28.8.2009.
- [2] Erste Landesverordnung zur Änderung der Landesverordnung über das Landesentwicklungsprogramm. (Teilfortschreibung des Landesentwicklungsplans IV, Kapitel 5.2.1 Erneuerbare Energien), Stuttgart 26.4.2013, veröffentlicht im Gesetz- und Verordnungsblatt vom 10. Mai 2013.
- [3] Hinweise für die Beurteilung der Zulässigkeit der Errichtung von Windenergieanlagen in Rheinland-Pfalz (Rundschreiben Windenergie). Hrsg.: Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung, Ministerium der Finanzen, Ministerium für Umwelt, Landwirtschaft, Ernährung, Weinbau und Forsten, Ministerium des Innern, für Sport und Infrastruktur. Stuttgart, 25.5.2013.
- [4] Modell O.F.Wind. IB Fischer CFD+engineering GmbH, München, 2013
- [5] BWE-Windgutachterbeirat: Standard zur Erstellung von Windgutachten, Version 2.0, Kassel 2005.
- [6] Fördergesellschaft Windenergie e.V.: Teil 6: Bestimmung von Windpotential und Energieerträgen, Kiel (D) 2007.
- [7] DWD: Winddaten für Windenergienutzer, Version 6, 2. Auflage, Potsdam (D), 2012
- [8] National Climatic Data Center (NCDC). U.S. Department of Commerce.
- [9] DIN EN 61400-12-1: Windenergieanlagen – Teil 12-1: Messung des Leistungsverhaltens einer Windenergieanlage (IEC 61400-12-1:2005); Deutsche Fassung EN 61400-12-1:2006; Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik; Frankfurt am Main 2006
- [10] Deutsches Institut für Bautechnik (DIBT): Richtlinie für Windenergieanlagen, Berlin 2004
- [11] Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm – TA Lärm); GMBL 1998, August 1998
- [12] Sachinformationen zu Geräuschemissionen und -immissionen von Windenergieanlagen; Landesumweltamt Nordrhein-Westfalen

- [13] C. Hammerl, J. Fichtner: „Langzeit-Geräuschemissionsmessung an der 1 MW-Windenergieanlage Nordex N54 in Wiggensbach bei Kempten (Bayern)“, Bayerisches Landesamt für Umweltschutz, Januar 2000
- [14] Staatliches Umweltamt Schleswig: Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windenergieanlagen (WEA-Schattenwurf-Hinweise), 13.03.2002
- [15] Christian-Albrechts-Universität zu Kiel, Institut für Psychologie: Belästigung durch periodischen Schattenwurf von Windenergieanlagen – Untersuchungsbericht Feldstudie und Laborpilotstudie, Juni 2000
- [16] Tammelin B., Cavaliere M., Holttinen H., Morgan C., Seifert H., Säntti K.: Wind Energy Production in Cold Climate (WECO). Finnish Meteorological Institute 1998.
- [17] C. Morgan and E. Bossanyi, Wind turbine icing and public safety - a quantifiable risk?, Proceedings of Boreas III conference, Sariselka, Finland 1996
- [18] E. Bossanyi and C. Morgan, Wind turbine icing – its implications for public safety, Proceedings of European Union Wind Energy Conference 1996
- [19] C. Morgan, E. Bossanyi and H Seifert, Assessment of safety risks arising from wind turbine icing, Proceedings of EWEC 97 conference, Dublin 1997
- [20] Betreiberdatenbasis, Jochen Keiler, Monatliche Betriebsdaten, 2013
- [21] Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung Rheinland-Pfalz, Stiftsstraße 9, Mainz. Geobasisdaten der Vermessungs- und Katasterverwaltung Rheinland-Pfalz: DGM10, DLM25, DTK100, Landes-, Kreis- und Gemeindegrenzen. Stand 2012
- [22] GSFC Global Modeling and Assimilation Office. NASA Modern Era Reanalysis for Research and Applications. <http://gmao.gsfc.nasa.gov/research/merra/intro.php>



Rheinland-Pfalz

MINISTERIUM FÜR
WIRTSCHAFT, KLIMASCHUTZ,
ENERGIE UND
LANDESPLANUNG

Stiftstraße 9
55116 Mainz

Poststelle@mwkel.rlp.de
www.mwkel.rlp.de