

**Abschätzung des langjährigen mittleren Windpotentials
auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland
am Standort Happenberg**

- Windatlas Vorabschätzung -

Auftraggeber: I17-Wind GmbH & Co. KG
Robert-Koch-Straße 29
25813 Husum
Deutschland

Standort: Happenberg, Nordrhein-Westfalen

Berichts-Nr.: 23-383-7230853-Rev.00-WV-PP

Art des Berichtes: Windatlas Vorabschätzung

Datum: 21. Juli 2023

Abschätzung des langjährigen mittleren Windpotentials auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Happenberg

- Windatlas Vorabschätzung -

Für dieses Projekt ausgestellte Dokumente:

Berichtsnummer	Datum	Titel	Inhaltliche Änderungen
23-383-7230853-Rev.00-WV-PP	21. Juli 2023	Abschätzung des langjährigen mittleren Windpotentials auf Basis des anemos Windatlas für Deutschland am Standort Happenberg	Erstbericht

Die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH ist nach DIN EN ISO/IEC 17025:2018 für die Bereiche "Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen von Windenergieanlagen; Durchführung, Auswertung und Analyse von Windmessungen mittels Anemometern, SoDAR und LiDAR; Bestimmung der Standortgüte zur Inbetriebnahme; Bestimmung der Standortgüte nach Inbetriebnahme; Berechnung der Turbulenzintensität; Schattenwurfberechnung von Windenergieanlagen; Schallimmissionsprognosen von Windenergieanlagen; Erstellung von Windatlanten sowie Bestimmung der Wind- und Ertragsindizes; Erstellung von Erlösgutachten; Berechnung von Marktwertatlanten" akkreditiert.

Reppenstedt, den 21. Juli 2023

verantwortlicher Bearbeiter



Philine Podein
M.Sc. Meteorologie
Senior Consultant

geprüft



André Glücksmann
Geschäftsführer

freigegeben



André Glücksmann
Geschäftsführer

Rechtliche Hinweise

Dieser Bericht wurde nach bestem Wissen und Gewissen sowie unter Berücksichtigung der Norm DIN EN ISO/IEC 17025:2018 erstellt. Das Ergebnis dieses Berichtes ist das Windpotential, sowie sektorische Statistiken (Windgeschwindigkeit, Weibull A & k und Leistungsdichte). Die Datengrundlage ist in Kap. 3 beschrieben.

Die Möglichkeit einer Fehleinschätzung der mittleren Windverhältnisse bei einem natürlichen Parameter wie der Windgeschwindigkeit ist nicht auszuschließen, da die langjährigen mittleren Windverhältnisse nicht vorhersagbaren klimatologischen Einflüssen unterworfen sind. Ebenso können keine Lasten zum Ausgleich bei Mindererträgen gefordert werden.

Diese Stellungnahme bleibt bis zur Abnahme und Bezahlung unter Ausschluss jeglicher Nutzung alleiniges Eigentum der anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH. Die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH verfügt über eine Berufshaftpflichtversicherung, die auf Verlangen nachgewiesen werden kann. Eine Haftung wird nur im Rahmen des Deckungsschutzes dieser Versicherung übernommen. Eine weitergehende Haftung wird ausdrücklich ausgeschlossen. Ein Gewährleistungsanspruch von Seiten Dritter entfällt. Die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH ist neutral und unabhängig. Verflechtungen geschäftlicher oder privater Art mit dem Auftraggeber oder anderen Firmen bestehen nicht.

Eine auszugsweise Veröffentlichung ist nicht erlaubt.

Das vorliegende Dokument darf zum Einholen von erforderlichen Genehmigungen, für die Prospektierung, für die Projektfinanzierung sowie im Rahmen einer Due Diligence an Dritte weitergegeben werden. Die Veröffentlichung und Vervielfältigung des Berichtes ist nur mit schriftlicher Erlaubnis der anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH gestattet.

Dieser Bericht umfasst 19 Seiten.

Inhaltsverzeichnis	Seite
1 Vorbemerkungen	5
2 Standort	6
3 Berechnungsmethode	7
4 Langjährige mittlere Windverhältnisse.....	8
5 Quellenverzeichnis	10
Anhang A Windatlas Deutschland 3 km ERA5	11
Anhang B Abkürzungsverzeichnis.....	19

1 Vorbemerkungen

Die anemos Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH wurde am 14. Juli 2023 von der Firma I17-Wind GmbH & Co. KG beauftragt, eine Abschätzung des Windpotentials am Standort Happenberg für die Nabenhöhe 179 m über Grund durchzuführen. Angaben über den geplanten Windpark (siehe Tab. 1) wurden vom Kunden zur Verfügung gestellt.

Die Datengrundlage zur Abschätzung des Windpotentials am betreffenden Standort bilden hier die Daten des anemos Windatlas für Deutschland (D-3km.E5) mit einer räumlichen Auflösung von 3 km und einer zeitlichen Auflösung von 10 Minuten. Der Referenzzeitraum deckt 20 Jahre von 2003 - 2022 ab.

Beim Windatlas für Deutschland 3 km ERA5 wurde ein hausintern entwickeltes „Remodelling“-Verfahren angewandt. Hierbei erfolgt eine komplexe Korrektur des Windatlas anhand von qualitativ hochwertigen Windmessungen. Das „Remodelling“-Verfahren wurde anschließend anhand weiterer unabhängiger Winddaten überprüft. Die Windgeschwindigkeitszeitreihe wird mittels Remodelling sowie Höhen- und Rauigkeitskorrektur standortspezifisch für den geplanten Windpark (WP) am Standort Happenberg berechnet.

Die hier angewandte Vorgehensweise beinhaltet die Analyse des Windpotentials am Standort Happenberg, berechnet mit Hilfe des anemos Windatlas für Deutschland. Sie ist als Abschätzung der Windverhältnisse zu verstehen, die auf Modellsimulationen basiert. Diese Vorgehensweise unterliegt, nicht zuletzt durch die Modellsimulation, einer Unsicherheit. Der Windatlas wurde allerdings anhand einer Vielzahl von Windmessungen verifiziert (siehe Anhang A). Dies sollte bei der Interpretation der hier aufgezeigten Ergebnisse unbedingt berücksichtigt werden.

2 Standort

Der geplante Windpark befindet sich im Bundesland Nordrhein-Westfalen, ca. 9 km östlich der Stadt Paderborn.

Tab. 1: Koordinaten des geplanten Windparks

Windpark	UTM, ETRS 89 Zone 32		Nabenhöhe
	Rechtswert	Hochwert	
W1	492427	5728377	179 m
W2	492627	5728726	
WP-Mittel	492527	5728551	

Die langjährigen mittleren Windgeschwindigkeiten und Windrichtungen sind aus den Simulations-Zeitreihen der vier nächstgelegenen Gitterpunkte des anemos Windatlas für Deutschland 3 km ERA5 abgeleitet. Für die nachfolgenden Abschätzungen werden die Windgeschwindigkeit und Windrichtung in der Höhe 179 m über Grund für den in Abb. 1 dargestellten Standort (WP-Mittel) berechnet.

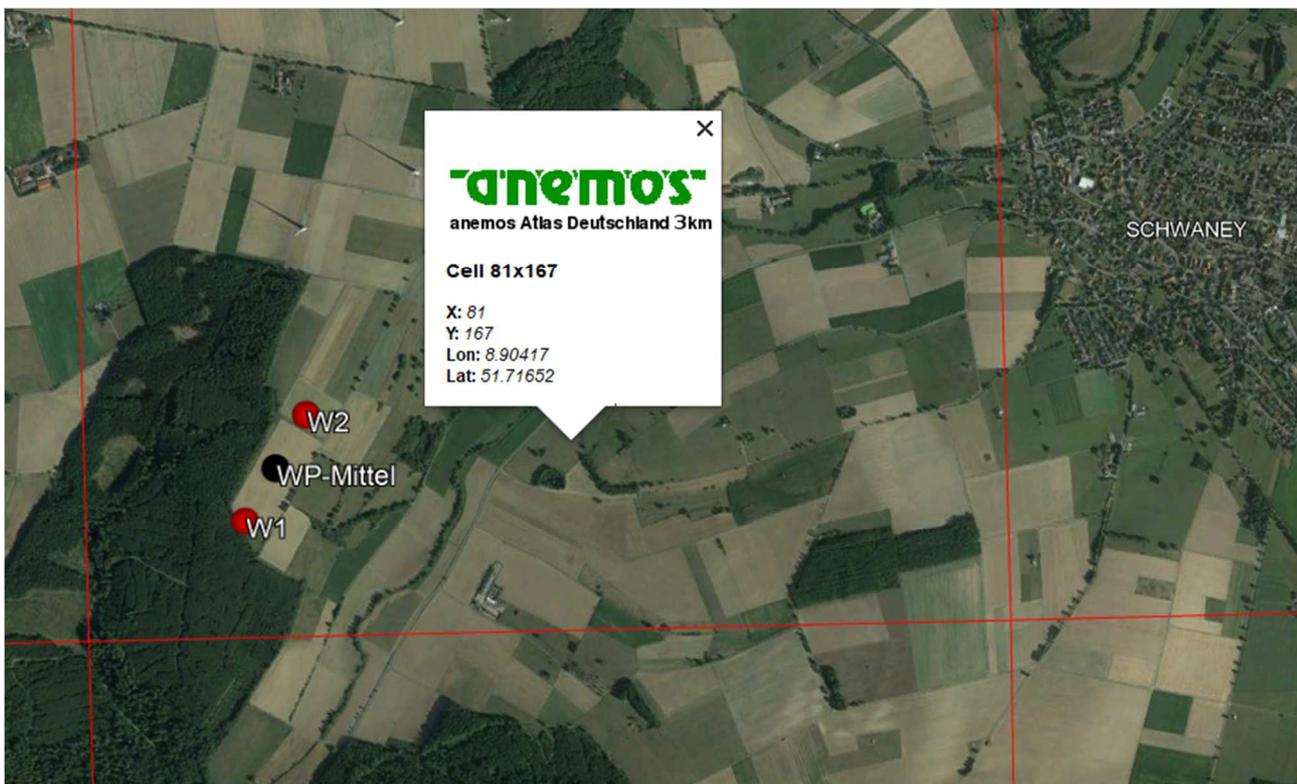


Abb. 1: Lageplan des Standortes und des Windatlas Gitters (Google Earth Pro)

3 Berechnungsmethode

Das Berechnungsverfahren beinhaltet folgende Schritte:

- Auswahl der vier dem Standort nächstgelegenen Gitterzellen des anemos Windatlas Deutschland 3 km ERA5.
- Bereitstellung der Zeitreihen der atmosphärischen Parameter (Windgeschwindigkeit und Windrichtung) für die ausgewählten Gitterzellen des Windatlas und für die vorgegebene Höhe ü.G.
- Berechnung der standortspezifischen Windgeschwindigkeitszeitreihen auf der gewünschten Nabenhöhe für den Windpark (WP-Mittel) am Standort Happenberg (siehe Tab. 1) mittels Höhenkorrektur, Rauigkeitskorrektur und Interpolationsverfahren unter Verwendung des digitalen Geländemodells EU-DEM 25 m¹.
- Berechnung der mittleren Windgeschwindigkeit und Leistungsdichte sowie der sektoriellen Weibull-Parameter und der Häufigkeitsverteilungen. Die Statistiken werden mittels Weibullparameter-Schätzmethode ermittelt.

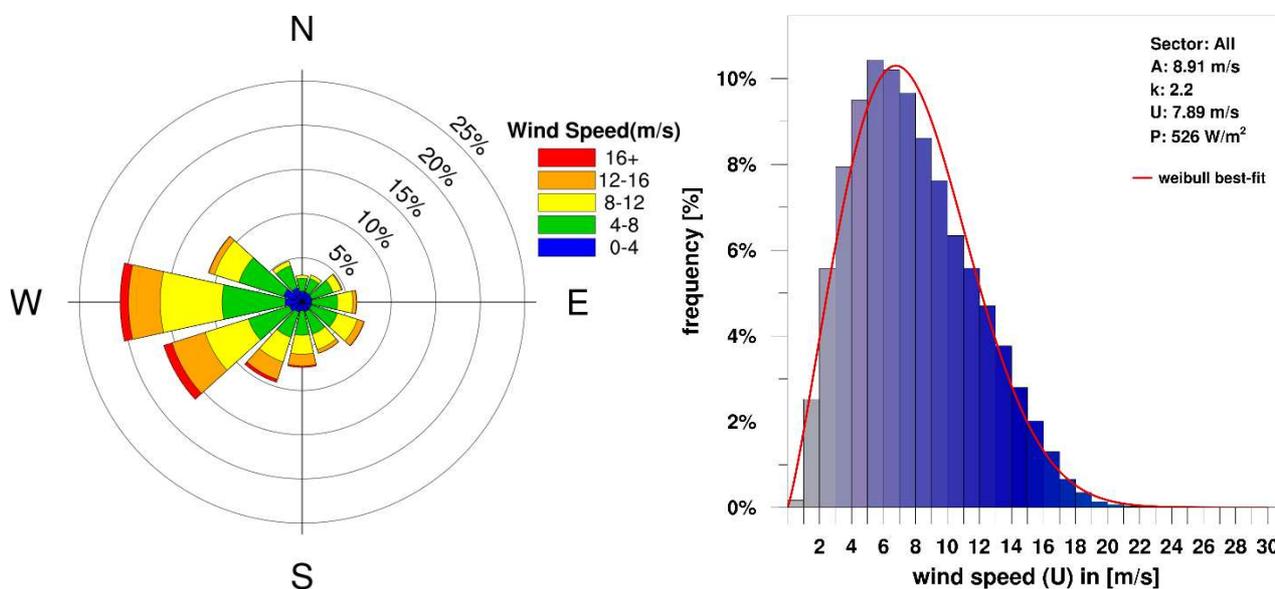
¹ Quelle: <http://land.copernicus.eu/>

4 Langjährige mittlere Windverhältnisse

Die folgenden Ergebnisse sind ausschließlich für die in diesem Bericht ausgewiesene Windparkkonfiguration des Standortes Happenberg gültig. Auf Basis des Windatlas für Deutschland 3 km ERA5 wird die langjährige mittlere Windgeschwindigkeit für den WP Happenberg (WP-Mittel) in 179 m Höhe auf **7.87 m/s** geschätzt. Dabei weht der Wind vorwiegend aus westlicher Richtung. Die Schätzungen basieren auf dem 20-jährigen Referenzzeitraum 2003 - 2022.

Tab. 2: Zusammenfassung der Windverhältnisse

Parameter	Einheit	Simuliert (anemos Windatlas)	Weibull-Fit	Abweichung
Mittlere Windgeschwindigkeit	m/s	7.87	7.89	-0.3%
Mittlere Leistungsdichte	W/m ²	526	526	0%



Tab. 3: Wind-Statistiken für 12 Windrichtungs-Sektoren

-	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
A	5.46	5.81	6.90	7.94	8.64	8.01	9.44	10.10	10.77	10.10	7.68	5.78	8.91
k	2.27	2.34	2.45	2.38	2.47	2.41	2.35	2.40	2.52	2.48	2.34	2.46	2.20
U	4.84	5.15	6.12	7.04	7.66	7.10	8.37	8.96	9.56	8.96	6.81	5.13	7.89
P	119.04	139.40	224.81	350.89	438.53	355.25	590.14	711.11	835.46	699.68	322.96	132.61	525.95
Freq	3.03	3.22	4.71	6.15	7.33	6.08	7.38	9.51	16.28	20.42	11.02	4.87	100.00

A (Weibull-A) und U (mittlere Windgeschwindigkeit) sind in m/s gegeben, P (Leistungsdichte) in W/m² und Freq. (Häufigkeit) in %.

Tab. 4: Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeit für 12 Windrichtungs-Sektoren

U	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	Total
1	0.66	0.47	0.32	0.25	0.17	0.14	0.10	0.08	0.09	0.08	0.16	0.37	0.17
2	8.00	6.23	3.93	3.41	2.41	2.89	2.15	1.90	1.30	1.23	2.51	5.29	2.53
3	13.99	13.71	8.48	5.98	5.01	6.21	4.48	4.08	2.92	3.04	7.10	12.33	5.57
4	18.62	15.92	11.15	7.91	7.08	9.03	6.59	6.21	4.77	4.94	9.95	16.79	7.93
5	17.52	15.87	12.59	10.63	8.87	10.58	8.50	6.98	6.04	6.88	12.51	17.62	9.50
6	13.82	14.63	13.99	12.04	10.76	11.42	10.12	8.07	7.31	8.45	13.13	16.07	10.43
7	9.37	11.29	14.33	12.24	11.51	11.54	9.70	8.27	7.86	9.47	11.87	11.37	10.20
8	6.93	9.03	12.22	12.30	10.68	10.59	9.02	8.29	8.53	9.89	10.18	8.67	9.66
9	5.45	5.79	9.09	9.96	9.94	10.05	7.72	7.90	8.02	9.78	8.93	5.53	8.61
10	3.49	3.89	5.75	8.21	8.55	8.75	7.04	7.74	7.87	9.50	7.44	3.23	7.62
11	1.33	2.06	3.44	5.42	7.53	6.74	7.16	7.56	7.64	7.75	5.53	1.84	6.34
12	0.65	0.79	2.27	4.25	6.17	4.75	7.26	7.48	7.77	6.95	4.16	0.69	5.58
13	0.15	0.23	1.34	2.91	4.59	3.26	6.38	7.37	7.48	5.79	3.01	0.14	4.70
14	0.00	0.09	0.66	2.18	3.09	2.09	5.48	6.13	6.70	4.78	1.69	0.06	3.76
15	0.00	0.00	0.26	1.13	1.86	1.05	3.76	4.73	5.55	3.82	0.91	0.00	2.79
16	0.00	0.00	0.13	0.52	1.04	0.55	2.38	3.54	4.21	3.06	0.45	0.00	2.02
17	0.00	0.00	0.04	0.39	0.61	0.27	1.22	2.05	2.76	2.20	0.25	0.00	1.30
18	0.00	0.00	0.00	0.23	0.11	0.08	0.61	0.80	1.65	1.15	0.11	0.00	0.67
19	0.00	0.00	0.00	0.04	0.03	0.01	0.29	0.50	0.81	0.65	0.07	0.00	0.35
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.16	0.36	0.30	0.03	0.00	0.14
21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.17	0.14	0.01	0.00	0.06
22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.06	0.07	0.00	0.00	0.03
23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.03	0.06	0.04	0.00	0.00	0.02
24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.03	0.01	0.00	0.00	0.01
25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.02	0.01	0.00	0.00	0.01
26	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00
27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00
28	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Freq. (Häufigkeit) in % mit den Windgeschwindigkeiten von 0 bis <1 m/s in Bin „1“, von 1 bis <2 m/s in Bin „2“ usw..

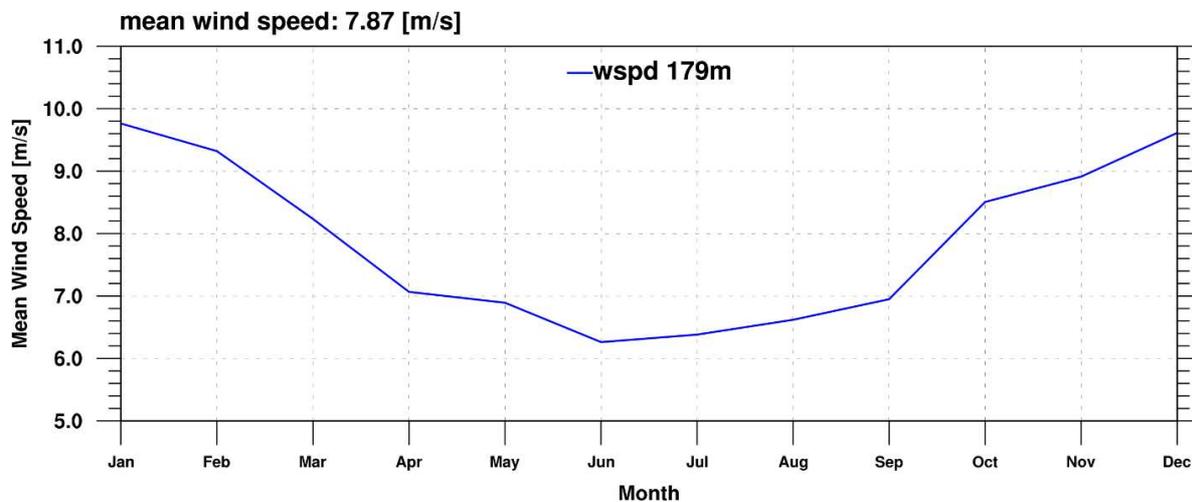


Abb. 2: Mittlerer Jahresgang der Windgeschwindigkeit für den WP Hapfenberg in 179 m Höhe über Grund.

5 Quellenverzeichnis

- Christoffer, J. und M. Ulbricht-Eissing, 1989: Die bodennahen Windverhältnisse in der Bundesrepublik Deutschland, Bericht des DWD, Nr. 147
- Copernicus Climate Change Service (C3S) (2017): ERA5: Fifth generation of ECMWF atmospheric reanalyses of the global climate. Copernicus Climate Change Service Climate Data Store (CDS), date of access. <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/home>
- Farr, T. G., et al., 2007: The Shuttle Radar Topography Mission, Rev. Geophys., 45, RG2004, doi:10.1029/2005RG000183; <http://www2.jpl.nasa.gov/srtm/srtmBibliography.html>
- Hersbach, H. et al., 2020: The ERA5 global reanalysis, Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society, Volume 146, Issue 730, 1999-2049, <https://doi.org/10.1002/qj.3803>
- Kalnay E, Kanamitsu M, Kistler R, Collins W, Deaven D, Gandin L, Iredell M, Saha S, White G, Woollen J, Zhu Y, Chelliah MW, Ebisuzaki W, Higgins J, Janowiak KC, Mo C, Ropelewski A, Leetmaa R, Reynolds, Jenne R (1996) The NCEP/NCAR reanalysis project. Bull. Am. Meteorol. Soc., 77:437–471
- Keil, M., M. Bock, T. Esch, A. Metz, S. Nieland, A. Pfitzner, 2010: CORINE Land Cover Aktualisierung 2006 für Deutschland. Abschlussbericht zu den F+E Vorhaben UBA FKZ 3707 12 200 und FKZ 3708 12 200, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., Deutsches Fernerkundungsdatenzentrum Oberpfaffenhofen, Januar 2010
- Mengelkamp, H.-T., 2015: Wind-, Ertrags- und Erlösgutachten für Windenergieanlagen, promet – meteorologische Fortbildung, Hrsg. Deutscher Wetterdienst, Jahrg. 39, Nr. 3/4, 193-202
- Mengelkamp, H.-T., 1988: On the energy output estimation of wind turbines, *Int. Journal of Energy Research*, 12, 113-123
- Mengelkamp, H.-T., 1999: Wind Climate Simulation over Complex Terrain and Wind Turbine Energy Output Estimation, *Theor. Appl. Climatol*, 63, 129-139
- Mengelkamp, H.-T., H. Kapitzka und U. Pflüger, 1997: Statistical-dynamical downscaling of wind climatologies, *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 67&68, 449-457
- Mengelkamp, H.-T., T. Sperling, 2005: Windindizes werden von Produktionsdaten unabhängig, *Erneuerbare Energien*, 2, 25-27
- Rienecker, M.M., M.J. Suarez, R. Gelaro, R. Todling, J. Bacmeister, E. Liu, M.G. Bosilovich, S.D. Schubert, L. Takacs, G.-K. Kim, S. Bloom, J. Chen, D. Collins, A. Conaty, A. da Silva, et al., 2011: MERRA: NASA's Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications. *J. Climate*, 24, 3624-3648, doi:10.1175/JCLI-D-11-00015.1
- Schneider, M., A. Glücksmann, Anselm Grötzner und H.-T. Mengelkamp (2022): A wind atlas for Germany and the effect of remodeling, *Meteorol. Z.*, 31, 2, 117-130, doi: 10.1127/metz/2022/1102
- Traup, S. und B. Kruse, 1996: Winddaten für Windenergienutzer, Selbstverlag des Deutschen Wetterdienstes
- Troen, I. und E.L. Petersen, 1989: European Wind Atlas. Risø National Laboratory, Roskilde. 656 pp. ISBN 87-550-1482-8
- Weiter, A., M. Schneider, D. Peltret und H.-T. Mengelkamp (2019): Electricity production by wind turbines as a means for the verification of wind simulations. *Meteorol. Z.* doi: 10.1127/metz/2019/0924
- WRF, 2017, User's Guides for the Advanced Research WRF (ARW) Modeling System, Version 3, WRF users page, http://www2.mmm.ucar.edu/wrf/users/docs/user_guide_V3/contents.html

Anhang A Windatlas Deutschland 3 km ERA5

Eingangsdaten

Der anemos Windatlas für Deutschland 3 km ERA5 wird mithilfe des meteorologischen Mesoskalen-Modells WRF-ARW² erstellt. Er nutzt dabei die weltweit verbreiteten ERA5 Reanalysedaten als Eingangs- bzw. Antriebsdaten. Somit können die Vorteile der ERA5 Reanalyse – Konsistenz, Homogenität, Länge der Zeitreihe, ständige Aktualisierung, Verfügbarkeit über Land und Meer – erhalten bzw. verstärkt werden. Auf der anderen Seite werden mit dem anemos Windatlas für Deutschland 3 km ERA5 die Nachteile der ERA5 Reanalysedaten – relativ geringe räumliche (0.3° Breite, 0.3° Länge) und zeitliche Auflösung (1 h) – überwunden.

Das WRF-Modell erlaubt durch seine sogenannte Multi-Nesting-Fähigkeit (Abb. 3) hochaufgelöste Simulationen und Prognosen der atmosphärischen Zirkulation. Dadurch können detaillierte Bodeninformationen verwendet werden, welche den Einfluss von Vegetation, Rauigkeit und Topographie berücksichtigen. Die atmosphärischen Zustandsvariablen werden alle 10 min auf einem Gitter von 3 x 3 km² ausgegeben. Die Simulation umfasst den Zeitraum von 1997 bis heute und wird kontinuierlich erweitert. Die vertikale Struktur der Atmosphäre wird in 50 Höhen-Schichten sehr hoch aufgelöst. Dazwischenliegende Höhen werden durch Interpolation berechnet.



Abb. 3: Verschachtelte Domains der WRF Simulationen

² <http://www.wrf-model.org>

Die Geländehöhen sind dem SRTM Datensatz (*Shuttle Radar Topography Mission, USGS EROS Data Center*) entnommen und dem Modellgitter entsprechend interpoliert. Die Daten wurden im Jahre 2000 erhoben und stehen in einer räumlichen Auflösung von ca. 90 m zur Verfügung. Die vertikale Auflösung beträgt hier 1 m.

Alle Informationen über die Vegetation und Rauigkeiten innerhalb des Simulationsgebietes liefert der CORINE Datensatz der Europäischen Umweltagentur (European Environment Agency, EEA). Diese Informationen basieren auf den Daten des Landsat-7-Satelliten im Maßstab 1:100.000. Die Daten stehen auf einem Modellgitter in räumlicher Auflösung von 100 m zur Verfügung. Deren letzte Überarbeitung fand im Jahre 2018 statt. Aufgrund der Repräsentativität über die letzten 25 Jahre, sowie aus Konsistenzgründen, wird für die Modellsimulation der CORINE Datensatz von 2006 verwendet.

Die Daten des anemos Windatlas für Deutschland 3 km ERA5 dürfen nicht als absolute Wahrheit des vorherrschenden Atmosphärenzustands an einem Standort oder als Ersatz für eine langzeitliche Messreihe angesehen werden. Durch Modellsimulationen wird versucht die natürlichen Vorgänge innerhalb der Atmosphäre möglichst repräsentativ nachzubilden. Die simulierten Größen sind daher als erste Schätzung der Windverhältnisse auf dem vorhandenen Modellgitter mit der räumlichen Auflösung von 3 x 3 km² zu bewerten und sollten ohne ein entsprechendes standortgenaues „Remodelling“ nicht als Absolutwerte verstanden werden (vgl. Abb. 4).

Optimierung der Modelleinstellungen

Vor der eigentlichen Hauptsimulation wurden die Modelleinstellungen und Parametrisierungen (wie zum Beispiel Grenzschichtschema, Bodenschema, Strahlungsschema, etc.) getestet und für die relevanten atmosphärischen Parameter (Windgeschwindigkeit und Windrichtung) optimiert. Die Modelleinstellungen wurden mit dem Windatlas für Deutschland (D-3km.M2) und Frankreich (F-3km.M2) verglichen und mit Windmessungen (Messmasten und LiDAR) verifiziert. Durch diese Testphase zeigt sich, wie das bodennahe Windfeld auf unterschiedliche Parametrisierungen und Schemata reagiert (Sensitivitätstests). Die den Beobachtungen am nächsten kommende Einstellung wird für die Simulation des D-3km.E5 verwendet.

Statistische Verifikation mit Windmessungen als Vorbereitung für das Remodelling

Die wichtigste Aufgabe nach der Durchführung der Hauptsimulation ist die intensive Verifikation anhand zahlreicher Windmessungen. Für die Verifikation des Deutschland 3km ERA5 Windatlas wurden 52 Messungen verwendet. Zum einen erhält man aus der Verifikation die Prognosegüte und Qualität der Hauptsimulation und zum anderen werden systematische Fehler im letzten Schritt, dem *Remodelling*, behoben und die Qualität des Atlas wird verbessert. Verifiziert werden statistische Kenngrößen wie Mittelwert, Bestimmtheitsmaß (R^2) bzw. Korrelation (R), Bias, RMSE und Extremwerte (QQ-Verteilung). Außerdem werden Vertikalprofile, Tages- & Jahresgänge, Windrosen, Häufigkeitsverteilungen mit Weibull-Parametern überprüft.

Remodelling Verfahren

Nach der vollständigen Verifikation der Hauptsimulation mit allen verfügbaren Windmessungen wird der Windatlas im vorletzten Schritt der Prozesskette durch das Remodelling optimiert. Es wird anhand der Abweichungen und deren Abhängigkeiten bei der Verifikation mit 26 Windmessungen ein sektorielles Training durchgeführt. Die verbleibenden Windmessungen werden für die anschließende unabhängige Verifikation des Remodelling Verfahrens benötigt.

Durch das Training werden Skalierungsparameter mithilfe einer multiplen linearen Regressionsanalyse entwickelt, welche anschließend auf die Windatlas-Zeitreihen angewendet werden. Es wird nach Abhängigkeiten der Skalierungsparameter von der Subgrid-Topographie (Variation von Orographie und Rauigkeit innerhalb einer Modellgitterzelle) gesucht, die bei ausreichender Signifikanz verwendet werden. Infolgedessen können durch die im Training entwickelten Skalierungsparameter alle Gitterzellen mithilfe der Subgrid-Informationen (Orographie, Rauigkeit, etc.) korrigiert werden. Letztendlich verbessert das Remodelling die statistischen Kenngrößen sowie auch die Häufigkeitsverteilung mit Weibull-Parametern und das Vertikalprofil. Des Weiteren wurde der Optimierungsalgorithmus des Remodelling verbessert und es wurden neuere Windmessungen in den Trainingsdatensatz mit aufgenommen, die annähernd homogen über Deutschland verteilt sind. Neben einer Jahresgangkorrektur, die den systematischen Bias im Jahresgang, welcher schon in den Reanalysedaten vorhanden ist, korrigiert, wurde zu der Höhenkorrektur auch eine Rauigkeitskorrektur durchgeführt.

Standortspezifische Zeitreihen der Windgeschwindigkeit

Im Rahmen des Remodelling-Verfahrens wurde eine standortspezifische Höhen- & Rauigkeitskorrektur mithilfe von CFD Simulationen an verschiedenen komplexen Messstandorten entwickelt. Mit dem CFD Modell Meteorodyn werden die 3 km x 3 km Windatlaszeitreihen der Teststandorte hochaufgelöst modelliert. Mithilfe der empirischen Höhenkorrektur wird der Windatlas auf ein 25 x 25 m² Gitter bzw. standortgenau skaliert.

Da die Höhen- & Rauigkeitskorrektur ein Teil des Remodelling Prozesses ist, um den Höhen- bzw. Rauigkeitsunterschied zwischen Atlaszelle und Messung zu berücksichtigen, stellt die standortspezifische Topographiekorrektur vor allem in komplexen Regionen eine deutliche Verbesserung der mittleren Windgeschwindigkeit dar. Im flachen Gelände hat vor allem die Rauigkeitskorrektur bei großen Vegetationsänderungen einen signifikanten Einfluss. Die Korrekturfunktion wird beim Auslesen von Zeitreihen der Windgeschwindigkeit auf jeden Zeitschritt angewendet. Durch das Remodelling-Verfahren mit standortspezifischer Korrektur und der intensiven Verifikation mit Messdaten stellt der neue Windatlas den aktuell besten Datensatz für Deutschland dar. Die Anwendung der Windatlas-Daten beruht in erster Linie auf der Langzeiteinordnung erhobener Kurzzeit-Windmessungen durch Korrelationsanalysen in einen klimatologisch repräsentativ anzusehenden Zeitraum. Durch das beschriebene standortgenaue „Remodelling“ inkl. Verifikation wird der Einsatzbereich des Windatlas erweitert, da eine Annäherung an die Absolutwerte erfolgt.

Hierzu wurde in Abb. 4 ein Vergleich von unabhängigen Messungen zwischen den gängigen Mesoskala-Datensätzen NEWA³, EMD-WRF Europe+⁴ & anemos (D-3km.E5) durchgeführt. Zusätzlich werden neben dem finalen standortgenauen anemos Windatlas (-site) die Atlas-Rohdaten (-raw) und die durch das Remodelling korrigierten 3km Daten (-cell) dargestellt, um die Verbesserung durch das Remodelling und durch die Korrektur auf den Standort darstellen zu können. Die Boxen stellen das 25 % - 75% Quartil - d.h. die mittleren 50% der Daten - und die Whisker (Antennen) das Minimum bzw. Maximum dar. Der Mittelwert (Median) ist durch ein Kreuz (Strich in der Box) markiert.

Abb. 4a zeigt, dass die Parametrisierungen und Einstellungen des WRF Modells entscheidend für die Korrelation bzw. das Bestimmtheitsmaß sind. Bei dem Vergleich mit NEWA, EMD & anemos-raw fällt auf, dass das mittlere R^2 von NEWA bei 66%, EMD bei 72.5% und anemos-raw bei 75% liegt. Demnach schneidet der anemos Windatlas um fast 10-%-Punkte besser ab als NEWA. Das Remodelling und die Standortkorrektur (-cell & -site) führen bei dem R^2 nur noch zu minimalen Verbesserungen.

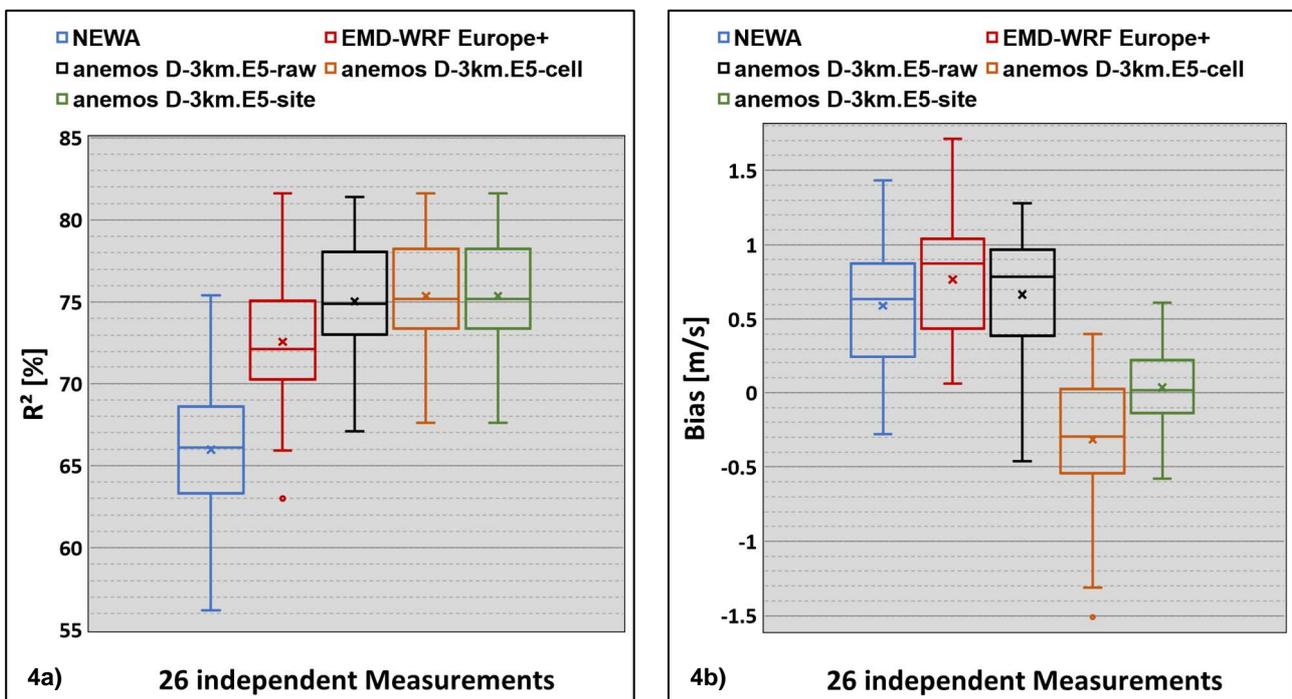


Abb. 4: Boxplot zwischen 26 unabhängigen Messungen (min. 1 Jahr Messdauer & 100 m Höhe über Grund) und NEWA, EMD und anemos (-raw, -cell, -site). Erläuterungen sind dem Text zu entnehmen. In Abb. 4a ist das Bestimmtheitsmaß R^2 (stündliche Werte) und in Abb. 4b der Bias dargestellt.

Dies sieht bei Betrachtung des Bias ganz anders aus. Abb. 4b zeigt, dass sowohl EMD, NEWA und anemos-raw relativ dicht beieinander liegen, jedoch allesamt einen starken positiven Bias von 0.6 – 0.8 m/s aufweisen mit einer Boxenweite von 0.6 m/s. Durch das Remodelling auf die 3 km Zellen (anemos-cell) wird der Bias deutlich korrigiert und liegt im Mittel bei -0.3 m/s.

³ NEWA (New European Wind Atlas), developed as part of the ERANET+ project, final report: 2019_08_19_NEWA_D4_4_final

⁴ EMD-WRF-Europe+; EMD International A/S, developed as part of the windPROSPER project

Durch die letztendlich folgende Standortkorrektur (Höhen- und Rauigkeitskorrektur) erfolgt eine weitere Verbesserung auf einen mittleren Bias von ca. 0 m/s mit einer Boxenweite von 0.3 m/s. Dies zeigt, wie wichtig eine Anpassung (Remodelling) an reale Messungen ist, um einen Windatlas mit sehr hoher Qualität zu realisieren.

Für die folgenden Anwendungsbereiche ist der Windatlas inkl. Remodelling geeignet:

- ✓ **Windpotential (Windgeschwindigkeit, Weibull A & k, Leistungsdichte)**
- ✓ **Langzeitbezug mit Windmessungen bzw. Ertragsdaten**
- ✓ **Ertragsberechnungen ohne / mit Verlusten auf 10-min. Basis**
- ✓ **Ertragsindex**
- ✓ **Extremwindberechnungen**
- ✓ **Marktwertanalysen**
- ✓ **Erlösprognosen**
- ✓ **Risiko- / Portfolioanalysen**
- ✓ **SCADA-Daten Analysen**
- ✓ **Rückrechnung nach TR10 (10-min. Reanalysedaten)**

Verifikation nach dem Remodelling

Im Anschluss an das Remodelling werden die Windatlas-Zeitreihen mit den 52 Onshore Windmessungen auf 100 m Höhe über Grund verifiziert. Im Folgenden bezieht sich die Auswertung nur auf die 100 m Höhe. Weitere verifizierte Messhöhen sind in Tab. 5 zu finden. Die Ergebnisse der Verifikation werden in Abb. 5 exemplarisch für die Messhöhe 100 Meter gezeigt. Hierfür wird der Bias der mittleren Windgeschwindigkeit über das jeweilige Messintervall an den 52 Messstandorten gebildet und graphisch dargestellt. Abb. 5 zeigt die Abweichung in m/s der Windgeschwindigkeit zwischen den 52 Messungen und dem Windatlas für das Endprodukt mit Remodelling und Standortkorrektur (D-3km.E5-site). Die starke positive Abweichung zwischen Rohdaten (-raw) und Messung (9.6 %) kann durch das Remodelling behoben werden. Die meisten der 52 Messstationen liegen nach dem Remodelling im Bereich von ± 0.25 m/s (71% der Messungen), was eine signifikante Verbesserung gegenüber den Rohdaten (0.54 ± 0.50 [m/s]) darstellt. Auf Stundenbasis ergibt sich für die mittlere Korrelation (R) ein Wert von 87 % (Bestimmtheitsmaß analog zu Tab. 5 (R^2): 75.7 %) und der mittlere Bias der 52 Messungen liegt bei 0.0 m/s (0.08 %) mit einer Standardabweichung von ± 0.24 m/s (4.38 %). In der folgenden Tabelle sind die statistischen Kenngrößen auf vier Höhen des Windatlas dargestellt:

Tab. 5: statistische Kenngrößen des finalen Datensatzes (Remodelling Version 2) für verschiedene Messhöhen

Messhöhen	Anzahl Messungen	Bias [%]	Bias [m/s]	R ² [%]
60	38	3.82 ± 7.18	0.15 ± 0.31	71.3 ± 8.2
80	45	0.50 ± 5.02	0.01 ± 0.26	73.9 ± 6.7
100	52	0.08 ± 4.38	0.00 ± 0.24	75.7 ± 6.4
140	17	0.10 ± 3.45	0.01 ± 0.21	76.5 ± 5.1

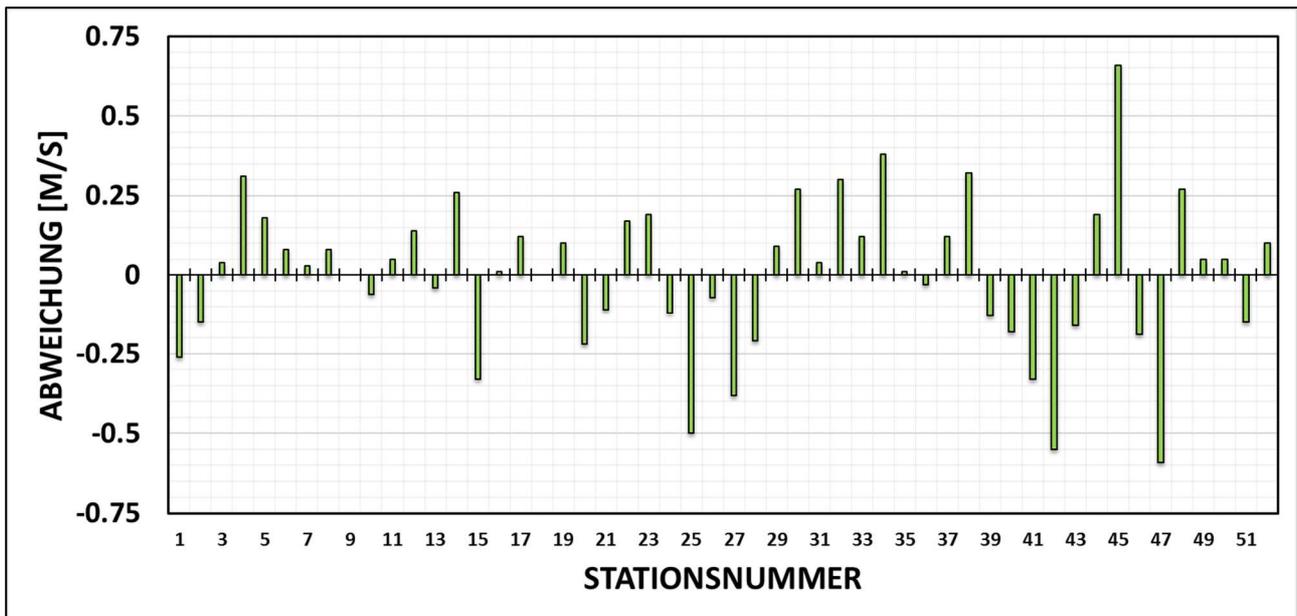


Abb. 5: Bias der mittleren Windgeschwindigkeit zwischen den 52 internen Messungen und D-3km.E5-site (grün). Die Messhöhe beträgt 100 Meter ü. G. und das Messintervall >1 Jahr.

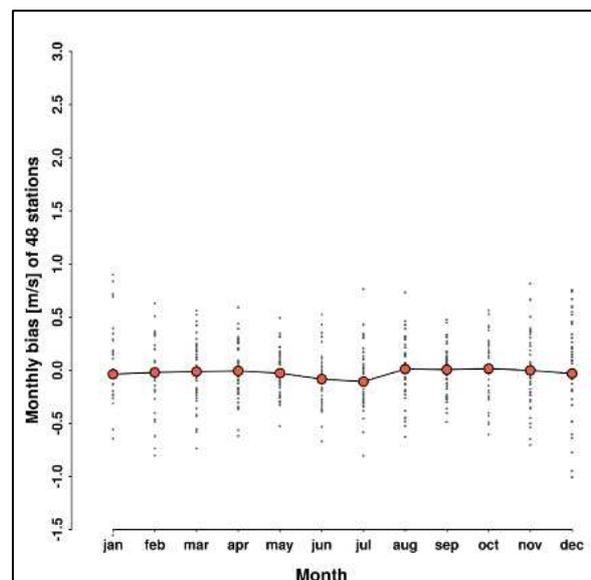
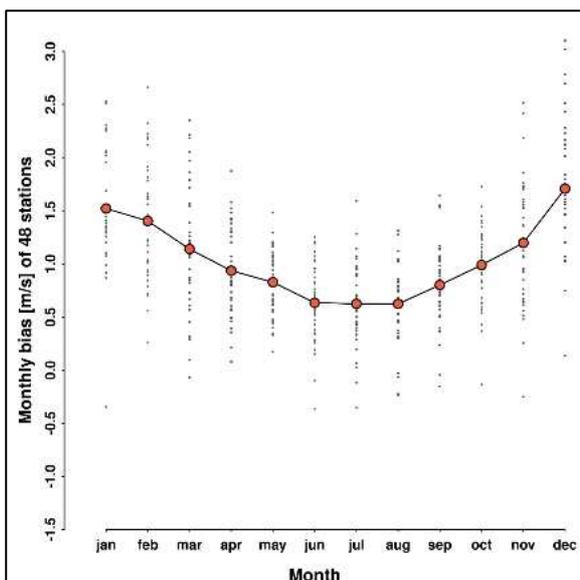


Abb. 6: Monatliche Abweichung im Jahresgang von 48 Messungen der Rohdaten (D-3km.E5-raw, links) und des finalen Datensatzes (D-3km.E5-site, rechts). Die schwarzen Punkte stellen jeweils eine Messung dar, die orangefarbenen Punkte den Mittelwert.

Abb. 6 zeigt die monatliche Abweichung im Jahrgang von 48 Messungen. In der linken Abbildung sind die Rohdaten dargestellt. Hier ist ein systematischer Bias zu erkennen. Im Winter ist die Abweichung deutlich höher als im Sommer. Die rechte Abbildung zeigt die Abweichung nach dem Remodelling, welches die Jahrgangskorrektur enthält. Die systematische Abweichung im Jahrgang konnte fast vollständig behoben werden. Zusätzlich hat sich die Streubreite der einzelnen Messungen verringert.

Außerdem wurde eine externe Verifikation von Dr. Anselm Grötzner von Ramboll durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Verifikation werden in Abb. 7 dargestellt. Bei dieser Verifikation wurden vor allem die für die Windenergieanlagen relevanten Höhen zwischen 85 m und 165 m ü. G. untersucht.

In Abb. 7 wird der Bias der Windgeschwindigkeit und zusätzlich der Bias der Energiedichte für 66 externe Windmessungen dargestellt. Die Abweichungen der Windgeschwindigkeit zwischen Messung und dem D-3km.E5-site liegen bei den meisten Stationen (86 % der Messungen) im Bereich von $\pm 6\%$. Die mittlere Korrelation der Windgeschwindigkeit für alle Messungen erreicht beim D-3km.E5-site einen Wert von 87.3 % auf Stundenbasis. Der Bias (0.4 %) und RMSE (4.5 %) zeigen eine Verbesserung im Vergleich zum alten Windatlas D-3km.M2-site. Die Abweichungen der Energiedichte sind ebenfalls sehr gering (Bias 1.6 % und RMSE 6.4 %). Somit zeigt sich auch für den Bias der Energiedichte eine Verbesserung gegenüber der Vorgängerversion des Windatlas für Deutschland. Dies ist für die Berechnung von Erträgen und Marktwerten relevant. Im Zuge des „Remodelling“-Verfahrens werden insbesondere die Weibull-Verteilung und das Vertikalprofil der Windgeschwindigkeit deutlich besser getroffen, sodass der Bias der Energiedichte bei 88% der Messungen im Bereich von $\pm 9\%$ liegt.

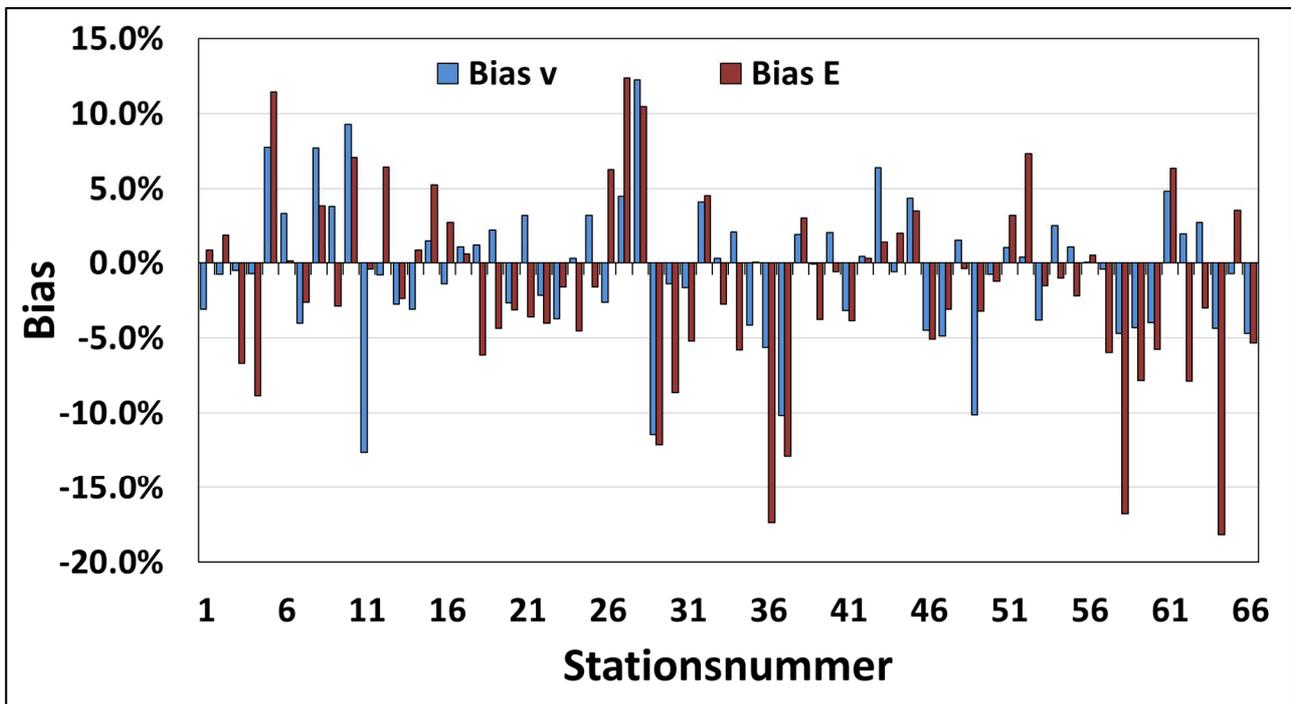


Abb. 7: Bias der mittleren Windgeschwindigkeit (blau) und der mittleren Energiedichte (rot) zwischen den 66 externen Messungen und dem D-3km.E5-site. Die Messhöhen liegen zwischen 85 m und 165 m ü. G. und das Messintervall beträgt 1 Jahr. Die Verifikation wurde durchgeführt von Dr. Anselm Grötzner von Ramboll

In Tab. 6 sind die wichtigsten Kennzahlen der externen Verifikation dargestellt. Nicht nur die Windgeschwindigkeit und Windrichtung zeigen sehr geringe Abweichungen zu den 66 Messungen sowie hohe stündliche Korrelationen, auch die für die Windenergie relevanten Parameter Energiedichte und Weibull k weisen eine Abweichung um die Null-Prozent und einen RMS von 5 – 6 % auf.

Tab. 6: statistische Kenngrößen des Finalen Datensatzes (V2) für verschiedene Variablen.

Final (V2) Messungen: 66	Bias [%]	RMS [%]	R [%]
Windgeschwindigkeit	0.4	4.5	87.3
Energiedichte	1.6	6.4	-
Weibull k	-1.1	5.5	-
Windrichtung	3.8°	6.4°	96.1

Abb. 8 zeigt nochmal deutlich die Verbesserung durch das Remodelling mit Jahrgangskorrektur. Der starke Jahrgang in den Rohdaten (links) wird im Remodelling Verfahren korrigiert, sodass die Spannweite der Abweichung zwischen Winter und Sommer von 8.8 % (Rohdaten) auf nur noch 2.3 % (finaler Datensatz) reduziert werden kann.

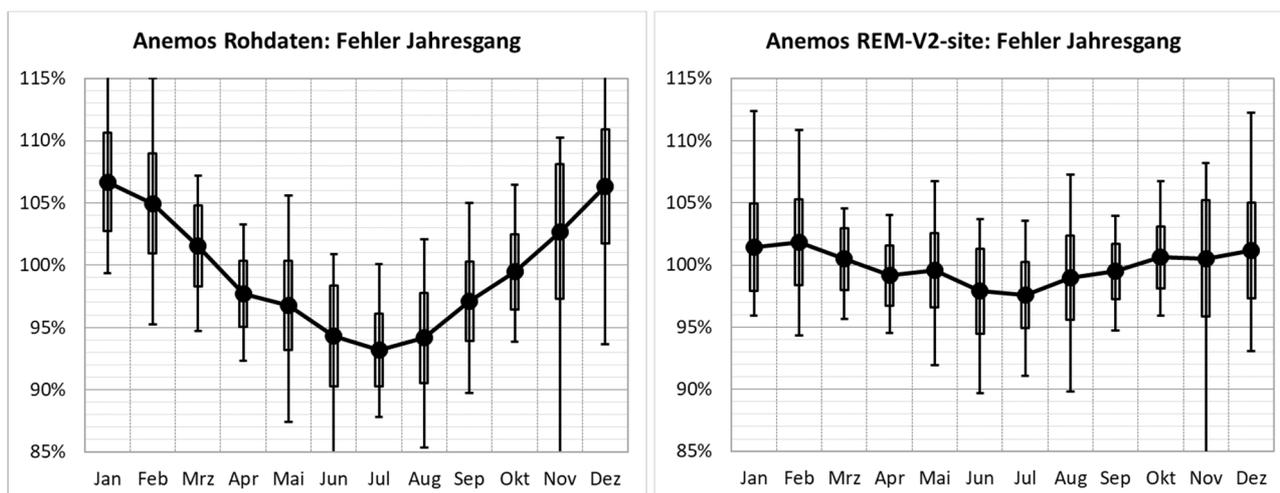


Abb. 8: Monatliche Abweichung im Jahrgang von 39 Messungen der Rohdaten (links) und des finalen Datensatzes (D-3km.E5-site, rechts). Die Boxen stellen eine Standardabweichung und die dünnen Balken einzelne extreme Abweichungen dar. Die Abbildungen wurden von Dr. Anselm Grötzner von Ramboll bereitgestellt.

Anhang B Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Referenz
CFD	Computational Fluid Dynamics
D-3km.E5	anemos Windatlas für Deutschland 3km, Basis: ERA5 Daten
DIN	Deutsches Institut für Normung
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EWS	Extreme Wind Speed
ISO	Internationale Organisation für Normung
ERA5	Reanalysedatensatz, "Fifth generation of ECMWF atmospheric reanalyses of the global climate"
QQ-Verteilung	Quantile-Quantile-Verteilung
R / R ²	Korrelationskoeffizient / Bestimmtheitsmaß
RMSE	Root mean squared error
SRTM	Shuttle Radar Topography Mission
StdAbw	Standardabweichung
UTM	Universale Transversale Mercatorprojektion
VarK	Variationskoeffizient
Vref	Extremwindgeschwindigkeit für den Bezugszeitraum
WEA	Windenergieanlage
WP	Windpark
WRF	The Weather Research and Forecasting Model