



Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH

Dokumentation
über den
anemos Windatlas
für Deutschland 3 km

anemos
Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH
Böhmsholzer Weg 3, D-21391 Reppenstedt
Tel.: 04131-8308-100
www.anemos.de | kontakt@anemos.de



Deutsche
Akkreditierungsstelle
D-PL-17580-01-00

Inhaltsverzeichnis	Seite
1. Einleitung.....	3
2. Das WRF-Modell.....	4
3. Eingangsdaten	5
4. Optimierung der Modelleinstellungen	5
5. Statistische Verifikation mit Windmessungen als Vorbereitung für das Remodelling.....	6
6. Remodelling	6
7. Standortspezifische Zeitreihen der Windgeschwindigkeit.....	6
8. Verifikation nach dem Remodelling	7
9. Verifizierung mit Ertragsdaten.....	10
10. Unsicherheitsbetrachtung des Windatlas.....	13
11. Literatur	16

1. Einleitung

Der neue **anemos Windatlas** für Deutschland 3 km (**D-3km.M2**) stellt eine langjährige Zeitreihen-Datenbasis der atmosphärischen Parameter Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Lufttemperatur, Luftdruck, relative Feuchte, Luftdichte, Niederschlag, lang- und kurzwelliger Einstrahlung dar. Die zeitliche Auflösung des Windatlas beträgt 10 Minuten und deckt mit einer räumlichen Auflösung von 3 x 3 km² vollständig Deutschland sowie große Gebiete der Nord- und Ostsee ab. Die Entwicklung des anemos Windatlas ist in Abbildung 1 als Prozesskette dargestellt. Dabei gibt es drei wesentliche Punkte:

- Optimierung der Modelleinstellungen mit anschließender WRF Hauptsimulation (Downscaling)
- Windatlas Remodelling (Optimierung der WRF Hauptsimulation)
- Verifikation der WRF Hauptsimulation mit Windmessungen

Genauere Erläuterungen dieser drei Punkte aus Abb. 1 befinden sich in den Abschnitten 4 - 8.

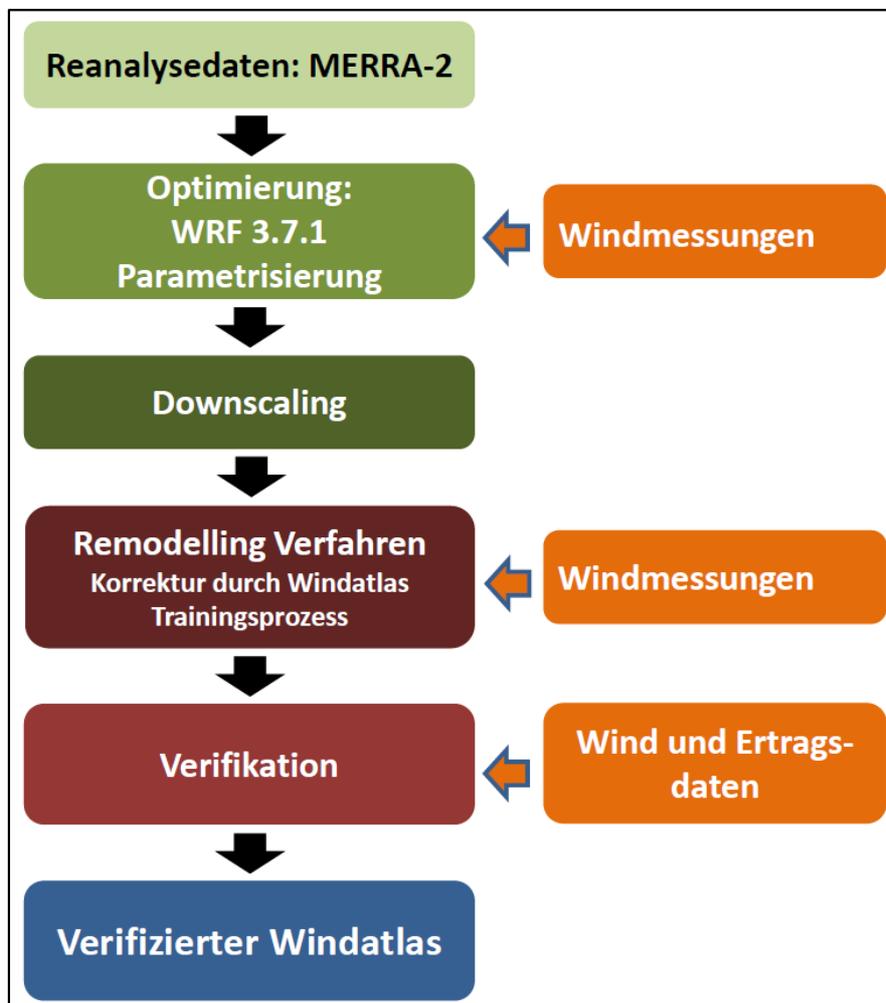


Abb. 1: Entwicklungsschritte des neuen anemos Windatlas Deutschland 3 km.

2. Das WRF-Modell

Der **D-3km.M2** wurde mit dem mesoskaligen numerischen Wettervorhersagemodell **WRF** (**Weather Research & Forecasting Model** mit der Version 3.7.1) simuliert. Das WRF-Modell ist ein „state of the art“ Wettervorhersagesystem (gekoppeltes Atmosphären-Landoberflächen Modell) der nächsten Generation und wurde in den 1990 er Jahren am **NCAR** (**National Center for Atmospheric Research**) mitentwickelt.

WRF kalkuliert nicht-hydrostatisch (explizite Berechnung der Vertikalwindgeschwindigkeit) und berechnet für jeden Zeitschritt die Navier-Stokes Gleichungen, welche die atmosphärische Strömung beschreiben. Mesoskalige Prozesse, wie zum Beispiel Land-See Windsysteme oder hochreichende Konvektion (Gewitterzellen), können durch die hohe zeitliche und räumliche Auflösung (10 min, 3 km) vom Modell hinreichend gut aufgelöst werden. Für mikrophysikalische Prozesse sowie flache Konvektion, Strahlung, oder Grenzschichtprozesse werden Parametrisierungen verwendet.

Das WRF-Modell erlaubt durch seine Fähigkeit zum multiplen Nesting eine simultane Berechnung mehrerer Modell-Domänen mit unterschiedlichen Gitterauflösungen (Abb. 2). Mit dem multiplen Nesting-Verfahren sind regional hochaufgelöste Simulationen der atmosphärischen Zirkulation möglich, die unter Verwendung von detaillierten Bodeninformationen den Einfluss von Vegetation, Rauigkeit und Orographie berücksichtigen.

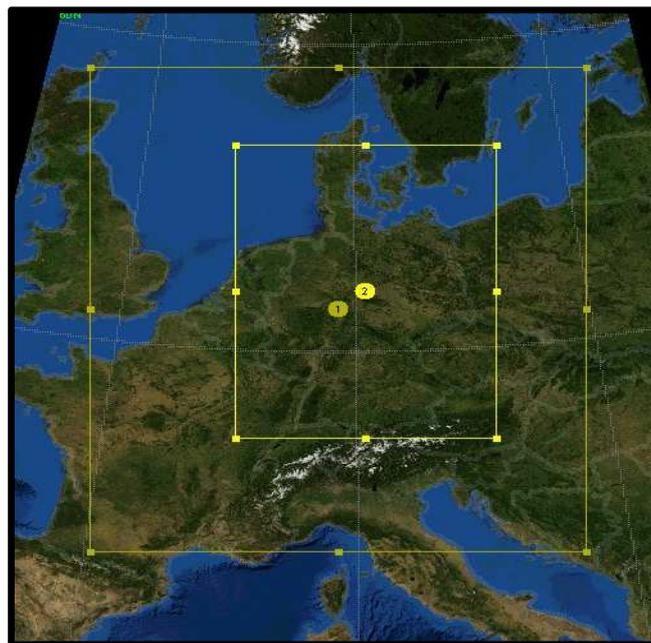


Abb. 2: Multiples Nesting-Verfahren mit zwei Domains des anemos Windatlas Deutschland 3 km. Domain 1 mit 15 x 15 km² und Domain 2 (Nest) mit 3 x 3 km².

Für den **D-3km.M2** wird ein Nest mit zwei Domains verwendet (siehe Abb. 2). Das Simulationsgebiet besteht aus einer äußeren, größeren Domain, in welche eine hochaufgelöste innere Domain genestet ist. Die äußere Domain deckt weite Teile Zentraleuropas ab und besitzt eine räumliche Auflösung von 15 x 15 km². In die äußere Domain ist die feiner aufgelöste Deutschland Domain genestet mit einer räumlichen Auflösung von 3 x 3 km². Während der Simulation kommunizieren beide Domains miteinander. Die äußere Domain stellt die Randwerte

für die innere Domain bereit, während letztere die äußere Domain mit den höher aufgelösten Kalkulationen versorgt.

Während der Simulation werden alle drei Stunden neue Input-Daten in das WRF-Modell assimiliert, welche das Modell in die richtige Richtung forcieren (Nudging-Verfahren). Die atmosphärischen Zustandsvariablen werden im Modell in 10-Minuten Schritten für jeden Gitterpunkt ausgegeben. Die Simulation umfasst den Zeitraum von 1997 bis heute und wird kontinuierlich erweitert. Die vertikale Modellstruktur der Atmosphäre ist mit 25 Höhen-Schichten sehr hoch aufgelöst. Allein in den besonders für Windenergieanlagen relevanten unteren 250 m liegen acht der 25 Vertikallevel.

3. Eingangsdaten

Als Antriebsdaten des WRF-Modells werden sowohl Bodendaten (Bodentemperatur, Bodenfeuchte, Schnee, etc.) als auch alle wichtigen atmosphärischen Parameter (Wind, Temperatur, Druck, relative Feuchte, etc.) benötigt. Für den **D-3km.M2** werden die neuen, weltweit verbreiteten MERRA-2 Reanalysedaten als atmosphärische Antriebs- und Eingangsdaten verwendet. Die MERRA-2 Reanalysedaten sind im Vergleich zu den vorherigen MERRA Reanalysedaten qualitativ hochwertiger hinsichtlich Konsistenz und Korrelation. Somit können die Vorteile der MERRA-2 Reanalysedaten wie Konsistenz, Homogenität, Länge der Zeitreihe, ständige Aktualisierung, Verfügbarkeit über Land und Meer durch die Simulation mit dem WRF-Modell erhalten bzw. verstärkt werden. Auf der anderen Seite werden mit dem **D-3km.M2** die Nachteile der MERRA-2 Reanalysedaten wie die relativ geringe räumliche (0.5° Breite, 0.625° Länge entsprechend etwa $40 \times 40 \text{ km}^2$) und zeitliche Auflösung (3 h) überwunden.

Für die Bodendaten wird der **CFS** Datensatz (NCEP Climate Forecast System) verwendet. Dieser besitzt durchgehend vier Bodenlevel und beinhaltet Bodenfeuchte, Bodentemperatur und Schnee. Der CFS Datensatz hat eine zeitliche Verfügbarkeit von sechs Stunden und eine räumliche Auflösung von (0.2° Breite, 0.2° Länge).

Die Geländehöhen sind dem **SRTM** Datensatz (**S**huttle **R**adar **T**opography **M**ission, USGS EROS Data Center) entnommen und dem Modellgitter entsprechend interpoliert. Die Daten wurden im Jahre 2000 erhoben und stehen in einer horizontalen Auflösung von ca. 90 m zur Verfügung. Die vertikale Auflösung beträgt 1 m. Alle Informationen über die Vegetation und Rauigkeiten innerhalb des Simulationsgebietes liefert der **CORINE** Datensatz der Europäischen Umweltagentur **EEA** (**E**uropean **E**nvironment **A**gency). Diese Informationen basieren auf den Daten des Landsat-7-Satelliten im Maßstab 1:100.000. Die Daten stehen auf einem Modellgitter mit einer räumlichen Auflösung von 100 m zur Verfügung.

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. Hierfür wurden mehr als 30 verschiedene Modelleinstellungen für ausgesuchte Monate aus

Frühling, Sommer, Herbst und Winter über das Jahr verteilt getestet und mit Windmessungen (Messmasten und LiDAR) verifiziert (siehe Abb. 1). Durch diese Testphase zeigt sich, wie das bodennahe Windfeld auf unterschiedliche Parametrisierungen und Schemata reagiert (Sensitivitätstests). Die den Beobachtungen am nächsten kommende Einstellung wird im letzten Test über ein Jahr simuliert und anschließend ebenfalls verifiziert. Bei guter Prognosegüte wird anschließend die Hauptsimulation kontinuierlich fortlaufend (> 20 Jahre) gestartet.

5. 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 **D-3km.M2** wurden 45 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* (Abschnitt 6), 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, Tagesgänge, Windrosen, Häufigkeitsverteilungen mit Weibull-Parametern überprüft.

6. Remodelling

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 aus Abschnitt 5, mit 28 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 gesucht und bei ausreichender Signifikanz verwendet. 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-Parameter und das Vertikalprofil.

7. Standortspezifische Zeitreihen der Windgeschwindigkeit

Im Rahmen des Remodelling-Verfahrens wurde eine standortspezifische Höhenkorrektur mithilfe von CFD Simulationen an verschiedenen, komplexen Messstandorten entwickelt. Mit dem CFD Modell Metedyn werden die 3 km x 3 km Atlaszeitreihen der Teststandorte hochaufgelöst modelliert. Die orographischen Informationen sind dem SRTM-Datensatz (3 arcsec ~ 90 m)

entnommen. Da die Höhenkorrektur ein Teil des Remodelling Prozesses ist, um den Höhenunterschied zwischen Atlaszelle und Messung zu berücksichtigen, stellt die standortspezifische Höhenkorrektur vor allem in komplexen Regionen eine deutliche Verbesserung der mittleren Windgeschwindigkeit dar. Im flachen Gelände hat die Höhenkorrektur keinen signifikanten Einfluss aufgrund der geringen Höhenunterschiede. Die Höhenkorrekturfunktion wird beim Auslesen von Zeitreihen der Windgeschwindigkeit auf jeden Zeitschritt angewendet. Durch das Remodelling-Verfahren mit standortspezifischer Höhenkorrektur und der intensiven Verifikation mit Messdaten stellt der neue Windatlas den aktuell besten Datensatz für Deutschland dar.

8. Verifikation nach dem Remodelling

Im Anschluss an das Remodelling werden die Windatlas-Zeitreihen mit 45 Windmessungen verifiziert. Die Ergebnisse der Verifikation werden in Abb. 3 exemplarisch für die Messhöhe 100 Meter gezeigt. Hierfür wird der Bias der Windgeschwindigkeit an den vier Offshore und 41 Onshore Stationen gebildet und graphisch dargestellt. Abb. 3 zeigt die Abweichung in Prozent der Windgeschwindigkeit jeder Messung, einmal für den Windatlas vor dem Remodelling und für das Endprodukt mit Remodelling (D-3km.M2). Zum einen können der deutliche positive Bias der Onshore Messungen und die leicht negativen Abweichungen der Offshore Stationen durch das Remodelling behoben werden. Zum anderen liegen die meisten Stationen nach dem Remodelling im Bereich von $\pm 5\%$ (71% der Messungen), was eine signifikante Verbesserung darstellt. Auf Stundenbasis ergibt sich für die mittlere Korrelation (R) ein Wert von 84.2% und der Bias liegt bei -0.2%. Der RMSE der Abweichung liegt mit 4.4% unter der 5%-Marke.

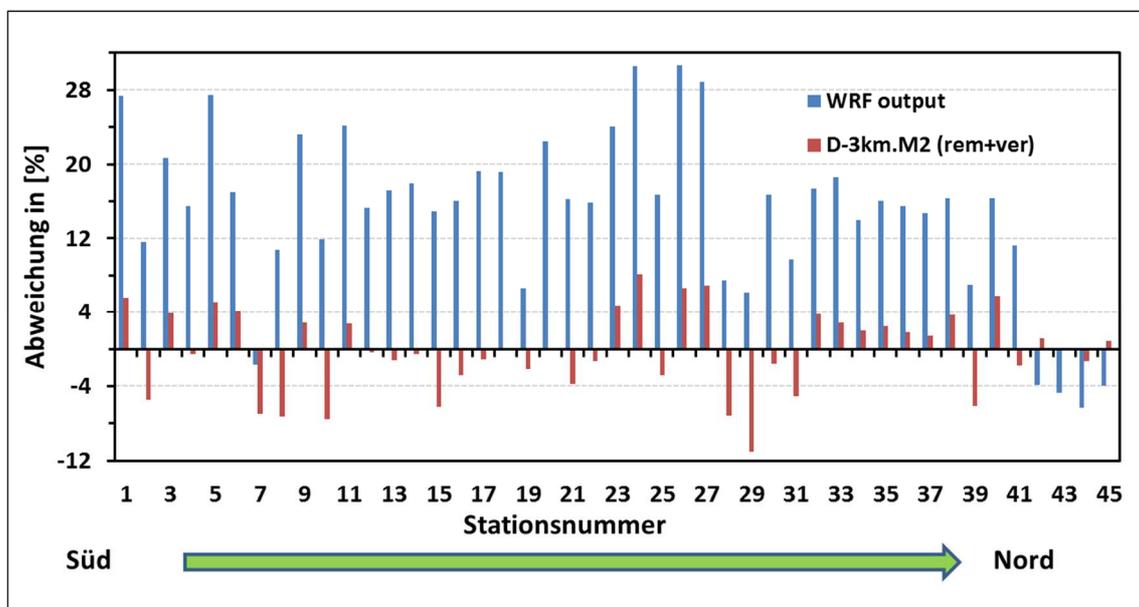


Abb. 3: Bias der mittleren Windgeschwindigkeit zwischen den 45 internen Messungen und WRF Output (blau) bzw. D-3km.M2 (rot). Die Messungen sind von Süd (links) nach Nord (rechts) sortiert. Die Messhöhe beträgt 100 Meter ü. G. und das Messintervall 1 Jahr.

Außerdem wurde eine externe Verifikation von Dr. Anselm Grötzner von CUBE Engineering GmbH – Part of Ramboll durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Verifikation werden in Abb. 4 dargestellt. Bei dieser Verifikation wurden vor allem die für die Windenergieanlagen relevanten Höhen zwischen 80 m und 170 m ü. G. untersucht.

In Abb. 4 wird der Bias der Windgeschwindigkeit und zusätzlich der Bias der Energiedichte für 56 externe Windmessungen dargestellt. Die Abweichungen der Windgeschwindigkeit zwischen Messung und dem D-3km.M2 liegen bei den meisten Stationen (88% der Messungen) im Bereich von $\pm 7\%$. Die mittlere Korrelation der Windgeschwindigkeit für alle Messungen erreicht beim D-3km.M2 einen Wert von 84.8% auf Stundenbasis. Der Bias (0.9%) und RMSE (5.3%) zeigen eine deutliche Verbesserung im Vergleich zur Vorgängerversion des Windatlas für Deutschland auf.

Die Abweichungen der Energiedichte sind ebenfalls sehr gering (Bias 0.7% und RMSE 6.8%). Somit zeigt sich auch für den Bias der Energiedichte eine deutliche 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 93% der Messungen im Bereich von $\pm 10\%$ liegt.

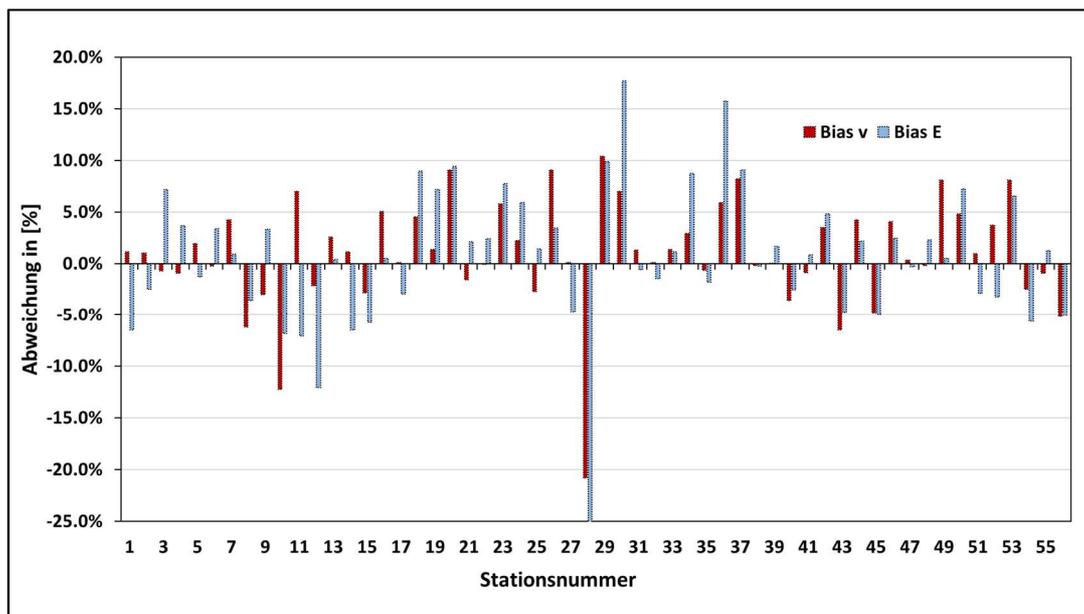


Abb. 4: Bias der mittleren Windgeschwindigkeit (rot) und der mittleren Energiedichte (blau) zwischen den 56 externen Messungen und dem D-3km.M2. Die Messhöhen liegen zwischen 80 m und 170 m ü. G. und das Messintervall beträgt 1 Jahr. Die Verifikation wurde durchgeführt von Dr. Anselm Grötzner von CUBE Engineering GmbH – Part of Ramboll

Eine weitere Analyse (Abb. 5) wurden von einem Entwickler von Windprojekten durchgeführt. In dieser Validierung sind 23 Langzeitwindgeschwindigkeiten aus Windmessungen auf Höhen zwischen 100 m – 170 m mit den mittleren Windgeschwindigkeiten aus dem Windatlas verglichen worden. Die mittlere Abweichung zeigt mit -0.6 % eine leichte Unterschätzung des Windpotentials. Die Standardabweichung liegt auch hier mit 4.8 % ebenfalls unter der 5 % Marke. Insgesamt liegen mehr als 90 % der Standorte innerhalb von $\pm 7\%$. Zudem wurden die Messungen noch nach Wald- und Felder- bzw. Wiesenstandorten klassifiziert. Signifikante Unterschiede im Bias sind hier jedoch nicht auszumachen.

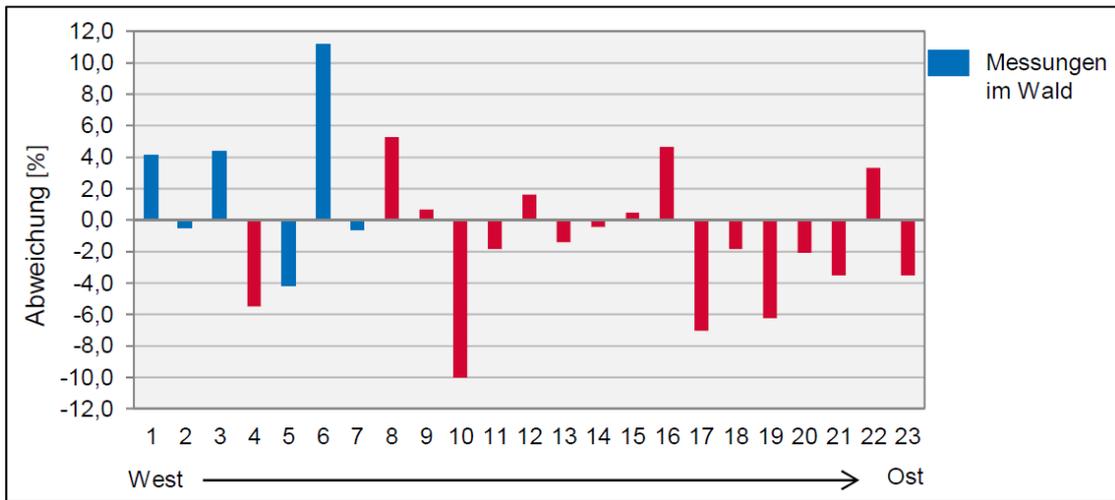


Abb. 5: Bias der mittleren Windgeschwindigkeit (zwischen anemos Windatlas zu Langzeitwindgeschwindigkeiten aus Messungen) auf einer mittleren Messhöhe von ca. 130 m. Blau sind Wald- und Rot Felder- bzw. Wiesenstandorte.

Der TÜV Süd hat in einer eigenen Verifizierung für einen Standort mit der Messhöhe 140 m die anemos Windatlas Zeitreihe für verschiedene statistische Kenngrößen untersucht. In Abb. 6 sind die monatlichen Mittelwerte und die Abweichung zwischen Messung und Windatlas aufgetragen. Der Bias der Mittelwerte liegt bei -3.6 % und die Korrelation (R^2 auf Stundenbasis) bei 74.5 %. Lediglich ein Monat zeigt stärkere Abweichungen auf. Der Tagesgang und die Windrichtung wird vom Windatlas sehr gut getroffen.

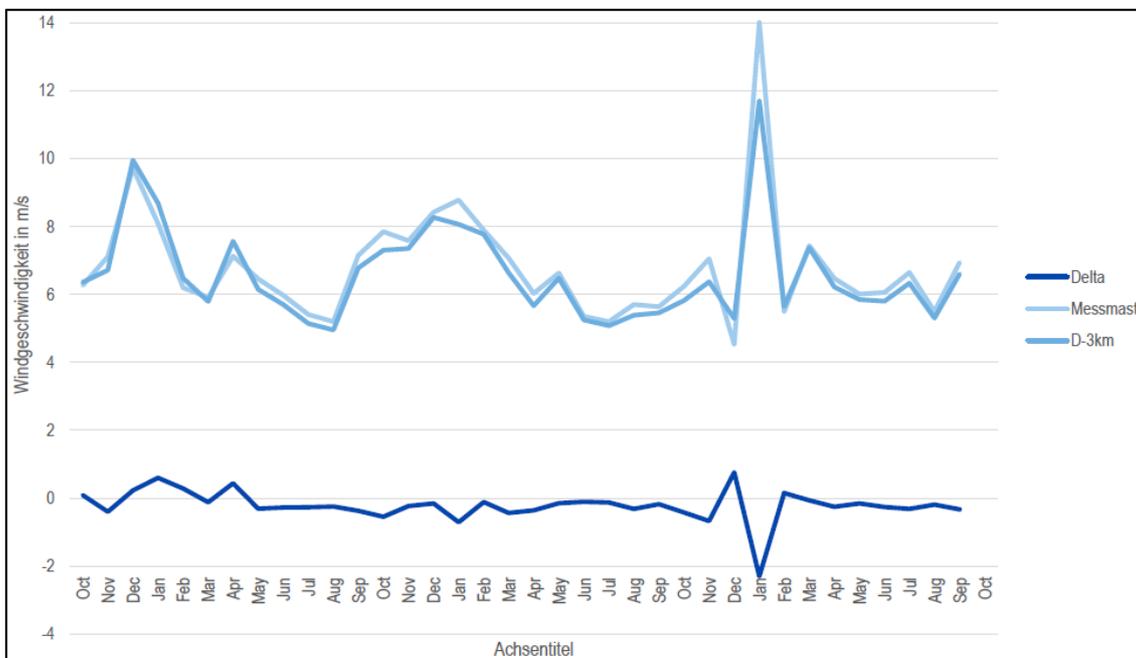


Abb. 6: Vergleich der monatlichen Mittelwerte (Absolutwert und Abweichung der Windgeschwindigkeit) zwischen einem Messmast in Bayern (Höhe: 140 m ü. G.) und dem anemos Windatlas. (Bildquelle: Analyse des TÜV Süd)

9. Verifizierung mit Ertragsdaten

In diesem Kapitel werden die standortspezifischen Zeitreihen der Windgeschwindigkeit des D-3km.M2 mittels entsprechender, vermessener Leistungskennlinien und einer zeitlich abhängigen Luftdichtekorrektur in Ertragszeitreihen umgerechnet. Zusätzlich wird über das Jensen Wake-Modell der Abschattungseffekt aller umliegenden WEA eines Windparks berücksichtigt und zeitreihenscharf berechnet. Dieser Schritt ist notwendig, um eine Verifikation mit den Ertragszeitreihen der SCADA-Daten (zeitliche Auflösung: 10 min) zu ermöglichen. Die SCADA-Daten jeder einzelnen WEA werden so aufbereitet, dass nur noch signifikante Verluste durch Parkabschattung in den Daten enthalten sind. Demnach können die Windatlas Ertragszeitreihen unter Berücksichtigung von Abschattungseffekten sinnvoll mit SCADA-Daten verglichen werden.

Für die Verifizierung wurden ca. 150 SCADA-Datensätze aus 27 Windparks mit mindestens einem Jahr Datenverfügbarkeit aufbereitet (siehe Tab. 1) für die Verteilung der Windparks über die Bundesländer). In Abb. 7 ist die stündliche Korrelation zwischen D-3km.M2 Ertrag und den SCADA-Daten dargestellt. Insgesamt sind die Korrelationen zwischen den SCADA-Datensätzen und dem anemos Windatlas als gut bis sehr gut einzustufen. Im Mittel über alle Parks liegt die Korrelation bei 82.7% (ohne Wake-Modell) und 81.8% (mit Wake-Modell). Die etwas niedrigere Korrelation nach Anwendung des Wake-Modells ist vor allem darauf zurückzuführen, dass im Wake-Modell die Windrichtung des D-3km.M2 verwendet wird und damit eine weitere Variable mit einer gewissen Unsicherheit in die Berechnung mit eingeht. Außerdem wurde der Vergleich auch mit ConWx-Zeitreihen durchgeführt. In Allgemeinen liegt die Korrelation der SCADA-Daten mit ConWx unter der des D-3km.M2. Im flachen Gelände (Norden) ist der Unterschied relativ gering, im komplexen Gelände (Süden) ist er hingegen deutlich größer. Im Mittel über alle Parks erreicht ConWx eine Korrelation von 80.2%.

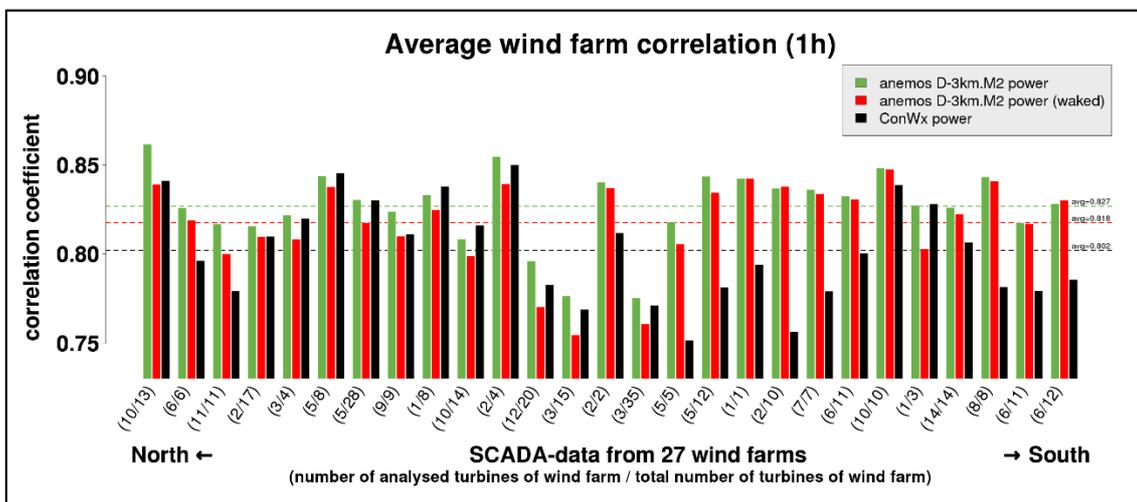


Abb. 7: Mittlere Korrelation (1h) pro Windpark zwischen den Ertragszeitreihen aus dem D-3km.M2 Windatlas (mit/ohne Parkabschattung: grün/rot) und den SCADA-Daten von 27 Windparks. In schwarz ist die mittlere Korrelation (1h) pro Windpark zwischen der ConWx-Ertragszeitreihe und denselben SCADA-Daten von den 27 Windparks dargestellt. Die Ergebnisse sind von Nord nach Süd sortiert und unter den Balken ist die Anzahl der analysierten WEA im Vergleich zur Gesamtzahl der WEA im Windpark angegeben. Die farbigen gestrichelten Linien zeigen die mittleren Korrelationen.

Bei der Verifizierung der absoluten Ertragswerte wurde eine Anpassung inkludiert. Die erste Vor-Verifizierung ergab, dass die mit dem Windatlas errechneten Erträge im Vergleich zu den SCADA-Daten zu hoch waren. Dies steht im Gegensatz zu der Verifikation mit den Windmessungen (Kapitel 8), bei der sich ein mittlerer Bias der Windgeschwindigkeit ergeben hat, der gegen null geht. Eine mögliche Ursache für diese Differenz ist, dass Windenergieanlagen die Leistungskennlinie an den meisten Standorten nicht optimal umsetzen können. Gründe hierfür sind z.B. Schräganströmung, Gondelfehlstellungen oder erhöhte Turbulenz, deren Problematiken allesamt bei der Leistungskennlinienvermessung minimiert sind.

Aus diesem Grund wurde ein Anpassungsfaktor entwickelt, um den Bias im Ertrag zu korrigieren. Dazu wurden im ersten Schritt die 27 Windparks von Nord nach Süd geordnet und im nächsten Schritt wurde jeder 3. Windpark herausgenommen, um einen unabhängigen Verifikationsdatensatz zu haben. Danach wurde mit den Trainingsdaten ein Faktor entwickelt, der den Bias der Trainingsdaten minimiert (Abb. 8). Dabei stellte sich ein Faktor von 0.9 als am geeignetsten heraus. Auf weitere Nachkommastellen wurde verzichtet. Angewandt auf den Verifikationsdatensatz (Abb. 9) ergibt sich eine deutliche Verbesserung bei sieben der neun verwendeten Windparks, bei zweien kommt es zu einer Verschlechterung. Auch der Mittelwert des Verifikationsdatensatz wird nun besser getroffen. So liegt der mittlere Bias vor (nach) der Anpassung bei 12.4 % (-2.7 %). Insgesamt wird also durch die Anpassung eine deutliche Verbesserung erzielt.

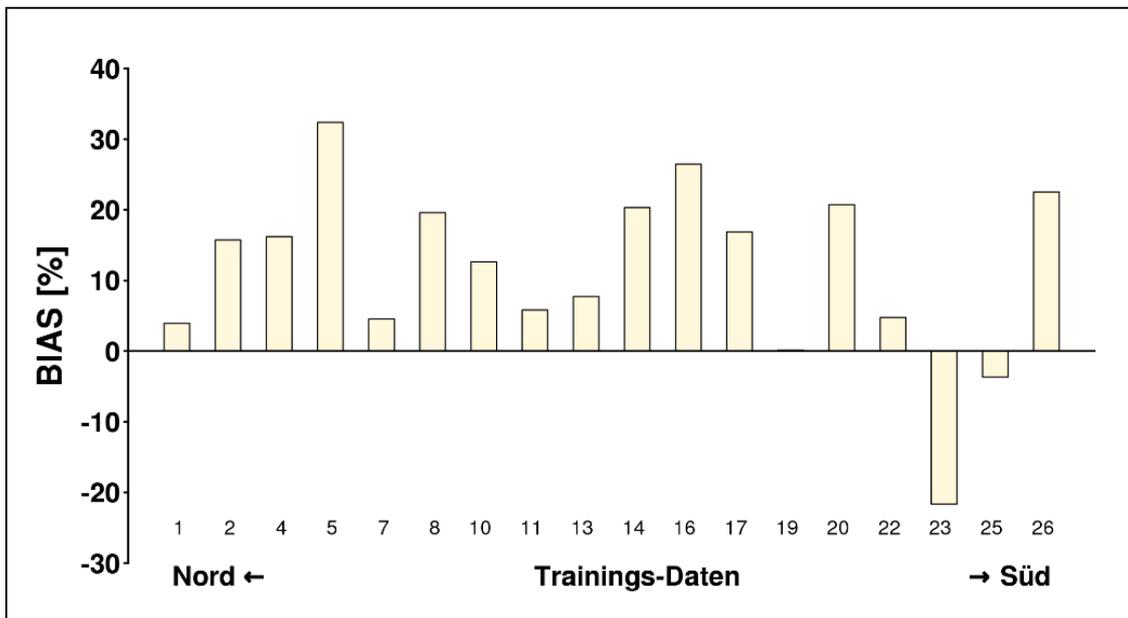


Abb. 8: Bias der Trainingsdaten vor der Korrektur, aus denen der Anpassungsfaktor entwickelt wurde. Dargestellt sind Windparkmittel, bei denen das Wake-Modell angewendet wurde. Die Nummerierung beschreibt die Ordnung der Windparks von Nord nach Süd.

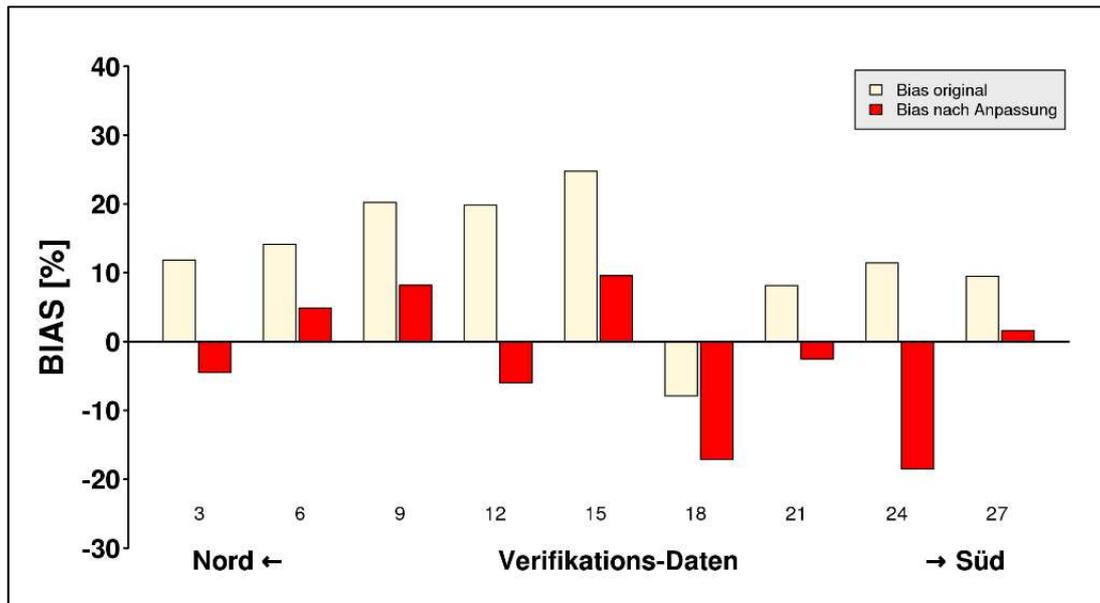


Abb. 9 Bias der Verifikationsdaten vor (beige) und nach (rot) der Korrektur mit dem Anpassungsfaktor. Dargestellt sind Windparkmittel, bei denen das Wake-Modell angewendet wurde. Die Nummerierung beschreibt die Ordnung der Windparks von Nord nach Süd.

Abb. 10 zeigt den mittleren Bias des D-3km.M2 zu den SCADA-Daten für jeden Windpark nach der Anpassung. Für den D-3km.M2 ohne Wake-Modell hat der Großteil der Windparks einen leicht positiven Bias (grün). Das Wake-Modell reduziert den Ertrag des D-3km.M2 und führt zu einer ungefähr gleichmäßigen Verteilung des Bias um die Nulllinie herum (rot). Somit haben über 95% der Standorte einen Bias von unter $\pm 20\%$. ConWx hingegen weist einen hohen positiven Bias auf (schwarz).

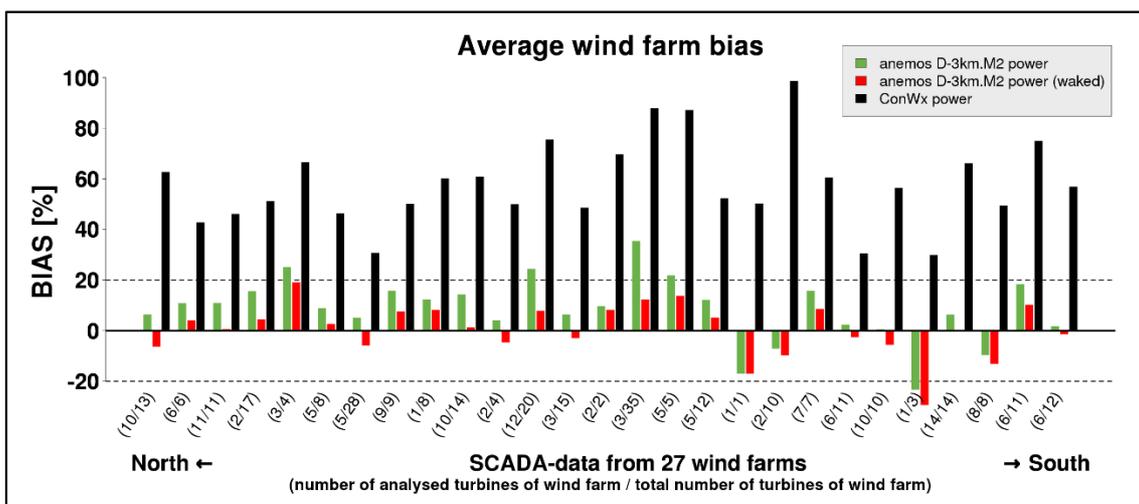


Abb. 10: Wie in Abb. 7, nur ist hier der mittlere Bias (%) der 27 Windparks dargestellt. Die schwarzen gestrichelten Linien markieren den Bereich zwischen -20% und +20%.

10. Unsicherheitsbetrachtung des Windatlas

Um eine Einschätzung der regionalen Unsicherheit zu erhalten sind einmal in Tab. 1 die Messungen pro Bundesland aufgetragen, sowie in Abb. 11 graphisch dargestellt. Aufgrund der Vertraulichkeit der Daten sind die Messungen in Abb. 11 nicht mit der genauen Standortposition wiedergegeben.

Tab. 1: Liste der Messungen und SCADA-Daten-Windparks pro Bundesland

Deutschland Bundesländer	Anzahl		Deutschland Bundesländer	Anzahl	
	Messungen	SCADA-Daten		Messungen	SCADA-Daten
Baden-Württemberg	13	1	Nordrhein-Westfalen	4	0
Bayern	8	3	Rheinland-Pfalz	16	5
Berlin	0	0	Saarland	8	0
Brandenburg	6	6	Sachsen	0	0
Bremen	0	0	Sachsen-Anhalt	1	4
Hamburg	1	0	Schleswig-Holstein	0	1
Hessen	28	1	Thüringen	1	0
Mecklenburg-Vorpommern	0	2	Offshore	4	0
Niedersachsen	2	2	Grenzländer	12	2

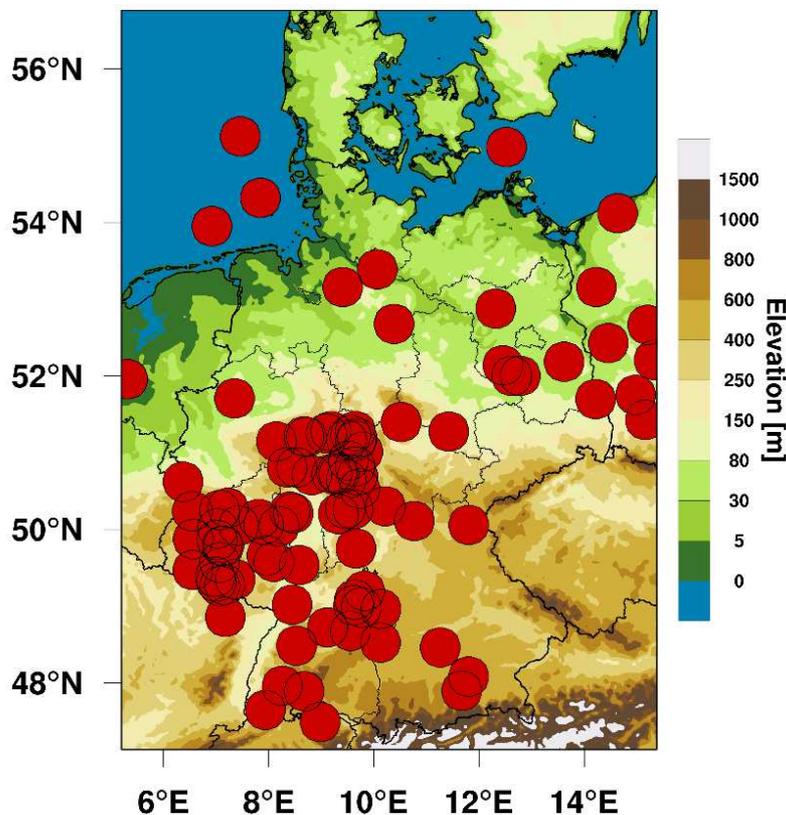


Abb. 11: Schematische Darstellung der für die Verifikation verwendeten Messungen.

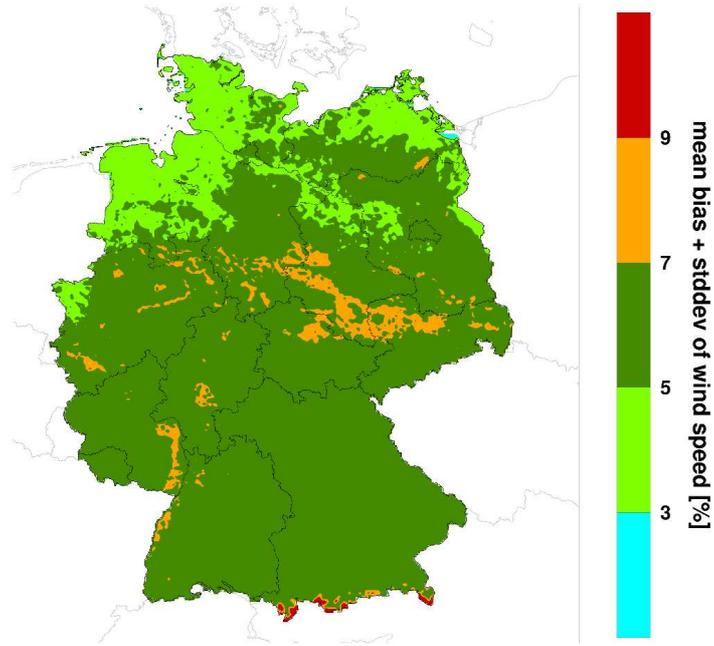


Abb. 12: Abweichungskarte (mittlerer absoluter Bias + einfache Standardabweichung) für den Deutschland 3km Windatlas.

Mithilfe der Verifikationsergebnisse aus dem Kapitel Verifikation nach dem Remodelling wurde eine Abweichungskarte für die Windgeschwindigkeit erstellt. Hierbei wurden die Messungen aus Abb. 11 in verschiedene Klassen (Orographie/Rauigkeit) eingeteilt. Die Abweichung der jeweiligen Klassen (Regionen) setzt sich aus dem mittleren absoluten Bias plus der einfachen Standardabweichung des Bias der jeweiligen Messungen zusammen.

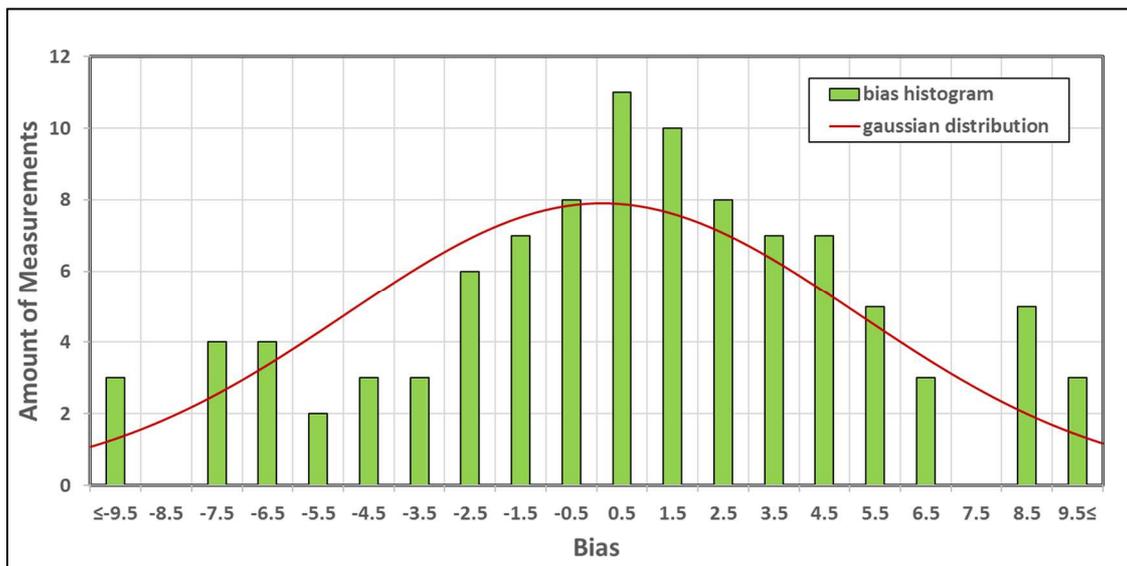


Abb. 13: Histogramm der Abweichungen und Unsicherheitsbetrachtung für die Windgeschwindigkeit.

In Abb. 12 ist die Abweichungskarte der Windgeschwindigkeit graphisch dargestellt. Die Abweichungskarte stellt nur den absoluten Bias dar und gibt die regionale Abweichung wieder, die bei Vergleich mit Windmessungen zu 85% nicht überschritten werden. Für große Teile von Deutschland befindet sich die Abweichung meistens unterhalb von 7%. Die Unsicherheitsbetrachtung der Windgeschwindigkeit vom D-3km.M2 (Bias) ist in Abb. 13 dargestellt. Die Abweichungen zu den Messungen wurden in 1% Bins eingeteilt. Mit einem mittleren Bias von 0.11% findet sich der Großteil der Abweichungen im Bereich $\pm 5\%$ wieder. Die einfache Standardabweichung der Gaußverteilung liegt bei 5.05% (P68).

Analog wurde die Unsicherheitsbetrachtung für den Ertrag durchgeführt. Hierfür wurden die 27 Windparks mit über 150 WEA aus Kap. 9 in 2 % Bins eingeteilt. Der mittlere Bias im Ertrag liegt bei +1 % und der Großteil der Abweichungen befindet sich im Bereich von $\pm 15\%$. Die einfache Standardabweichung der Gaußverteilung liegt für den Ertrag bei 13.56 %.

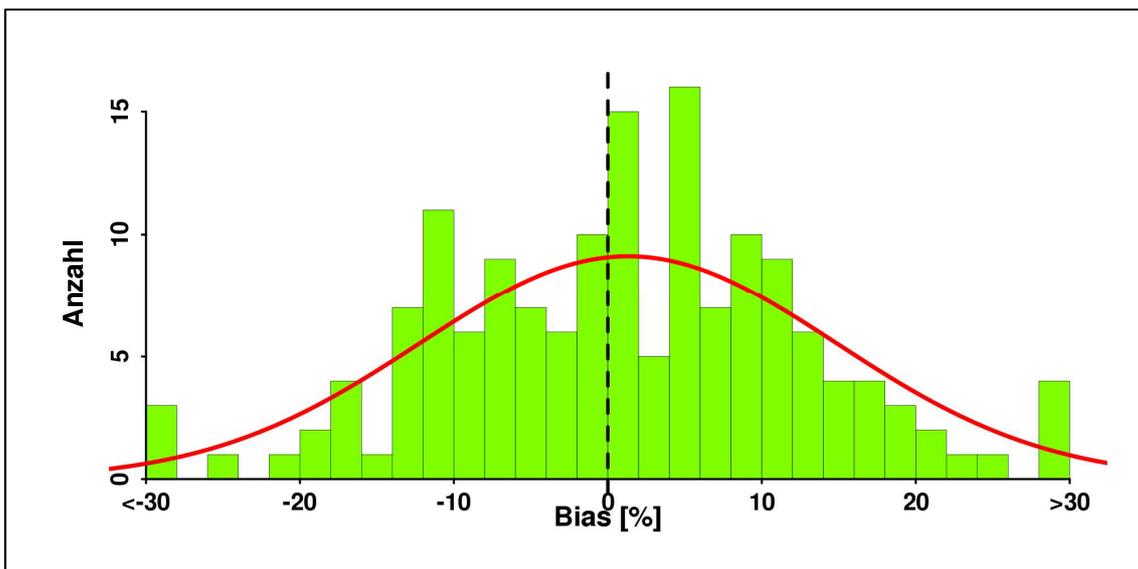


Abb. 14: Histogramm der Abweichungen und Unsicherheitsbetrachtung für Erträge.

11. Literatur

Christoffer, J. und M. Ulbricht-Eissing, 1989: Die bodennahen Windverhältnisse in der Bundesrepublik Deutschland, Bericht des DWD, Nr. 147

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>

Gelaro, R. et al., 2017: The Modern-Era Retrospective Analysis for Research and Applications, Version 2 (MERRA-2), AMS, doi: 10.1175/JCLI-D-16-0758.1

Howard, Tom and Clark Peter, 2007: Correction and downscaling of NWP wind speed forecasts, *Meteorol. Appl.* 14: 105-116

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. Kapitza 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., J. Bethke, A. Glücksmann, H.-T. Mengelkamp, 2016: Der neue anemos Windatlas für Deutschland – Korrektur und Verifikation mit Windmessungen und Ertragsdaten, 25. Spreewindtage, 09. November, Potsdam

Staffell, Iain and Pfenninger Stefan, 2016: Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output, *Energy* 114, 1224-1239

Thogersen, M.L. et. al., Measure-Correlate-Predict Methods: Case Studies and Software Implementation, EMD International A/S

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

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